



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**OPORTUNIDADES TÉCNICAS Y
ECONÓMICAS DE CFE PARA
COMPETIR EN EL NUEVO MERCADO
MAYORISTA DE ELECTRICIDAD**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Eléctrico Electrónico

P R E S E N T A

Rodrigo García Bañuelos

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Gabriel León de los Santos



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017



ÍNDICE

I. ABREVIATURAS	iii
II. ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS	v
1. OBJETIVO	3
2. INTRODUCCIÓN GENERAL	4
3. ANTECEDENTES	6
3.1 Introducción	6
3.2 Sistemas Eléctricos de Potencia	6
3.2.1 Plantas de Generación de Energía Eléctrica	9
3.2.1.1 Carboeléctricas	10
3.2.1.2 Turbogás	10
3.2.1.3 Ciclo Combinado	12
3.2.1.4 Hidroeléctricas	14
3.2.1.5 Nucleoeléctricas	16
3.2.2 Sistemas de Transmisión	17
3.2.3 Sistemas de Distribución	18
3.2.4 Combustibles	19
3.3 La industria Eléctrica en el Mundo	20
3.3.1 La Industria Eléctrica en Estados Unidos	21
3.3.2 La Industria Eléctrica en Chile	22
3.3.3 La Industria Eléctrica en México	25
3.4 Conclusión	27
4. MARCO REGULATORIO	29
4.1 Introducción	29
4.2 Ley de la Industria Eléctrica	29
4.2.1 Ley de la Industria Eléctrica antes de 2014	30
4.2.2 Ley de la Industria Eléctrica después del 2014	32
4.3 Reglamento Eléctrico	43
4.3.1 Reglamento Eléctrico antes de 2015	43
4.3.2 Reglamento Eléctrico después de 2015	49
4.4 Conclusión	53



5. MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA	55
5.1 Introducción	55
5.2 Oferta Plantas de Comisión Federal de Electricidad (CFE) – Privados	56
5.3 Demanda de Clientes	61
5.4 Órgano Regulador	64
5.5 Conclusión	67
6. COMPARATIVA DE PARAMETROS DE DESEMPEÑO Y COSTOS DE PARTICIPANTES (CFE – PRIVADOS)	69
6.1 Introducción	69
6.2 Régimen Térmico	69
6.3 Factor de Planta	73
6.4 Costo Nivelado	74
6.5 Externalidades	84
6.6 Conclusión	87
7. OPCIONES DE LAS CENTRALES DE CFE EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA	88
7.1 Introducción	88
7.2 Capacidad de Reserva	89
7.3 Capacitación y Mantenimiento	92
7.4 Repotenciación	94
7.5 Nuevas Centrales	98
7.6 Renuncia al Mercado Eléctrico Mayorista	106
7.7 Conclusión	108
8. CONCLUSIONES	110
9. BIBLIOGRAFIA Y FUENTES DE CONSULTA	115



I. ABREVIATURAS

ACSR: Aluminum Conductors Steel Reinforced / Conductores de Aluminio Reforsados con Acero
ASF: Auditoria Superior de la Federación
BWR: Reactor de Agua en Ebullición.
°C: Grados Celsius
CCC: Central de Ciclo Combinado
C.D.: Ciudad
CDEC: Centro de Despacho Económico de Carga
CEGB: The Central Electricity Generating Board / Central de Generación Eléctrica
CENACE: Centro Nacional de Control de Energía
CFDs: Contracts for Differences / Contratos por Diferencias
CFE: Comisión Federal de Electricidad
CH₄: Metano
CNE: Comisión Nacional de Energía
CNSNS: Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardas
CRE: Comisión Reguladora de Energía
CO₂: Dióxido de Carbono
DFL4: Sistema Eléctrico Chileno
DOF: Diario Oficial de la Federación
ESIS: Energy Settlements & Information Services / Asentamientos Energéticos y Servicios de Información
etc.: etcetera
EU: Estados Unidos
GJ: GigaJoule
GOAL: Generator Ordering and Loading
GWh: Gigawattshora
HA: Turbina de Gas Refrigerado de Alta Eficiencia.
HHV: Higher Heating Value / Poder Calorífico Superior
Hz: Hertz
IEA: Agencia Internacional de Energía
ININ: Instituto Nacional de Investigación Nuclear
IPPs: Independent Power Producers / Productores Independientes de Energía
kJ: kilojoule
Kg: Kilogramo
km: kilometro
kV: kilovolt
kWh: kiloWattthora
LHV: Low Heating Value/ Poder Calorífico Inferior
Lic.: Licenciado.
MEM: Mercado Eléctrico Mayorista.
MINERGA: Ministerio de Energía
MW: Megawatts
NERC : National Electric Reliability Council
NGC: National Grid Company / Compañía de Red Nacional



NO_x: óxidos de nitrógeno
OCDE: Organización para la Cooperación para el Desarrollo Económico
OFFER: Office of Electricity Regulation / Oficina de Regulación Eléctrica
OPF: Obra Pública Financiada
PEMEX: Petróleos Mexicanos
PIB: Producto Interno Bruto
PIDIREGAS: Proyectos de Infraestructura Productiva de Impacto Diferido en el Registro del Gasto
PIE: Productores Independientes de Energía
PML: Precios Marginales Locales
PRODESEN: Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
PWR: Reactor de Agua a Presión
RCM: Reliability Centred Maintenance / Mantenimiento Centrado en la Fiabilidad
RECs: Regional Electricity Companies / Compañías Regionales de Electricidad
RPI-X: Retail Price Index
rpm: revoluciones por minuto
SEC: Superintendencia de Electricidad y Combustible
SIC: Sistema Interconectado Central
SING: Sistema Interconectado del Norte Grande
SO_x: óxidos de azufre
TDLC: Tribunal de Defensa de la Libre Competencia
tmca: Tasa Media de Crecimiento Anual
TVA : Tennessee Valley Authority / Autoridad del Valle de Tennessee
TWh: Terawattshora
USBR : Oficina de Reclamación de Estados Unidos
USCE : Cuerpo de Ingenieros del Ejército Americano
USD: dólar
USD/MBTU: dólar/MegaBTU
USD/kft³: dólar/ kilopie³



II. ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS

	Página
Figura 1. Esquema Unifilar de una Red de Transmisión de Energía Eléctrica.	7
Figura 2: Sistema Radial.	8
Figura 3. Sistema en Anillo.	8
Figura 4. Sistema en Red.	8
Figura 5: Fotografía de una Carboeléctrica de la CFE en Coahuila Carbón II.	10
Figura 6: Fotografía de Planta Ciclo Combinado de la CFE en el Sauz Querétaro	12
Figura 7: Fotografía de la Hidroeléctrica El Cajón en Nayarit.	14
Figura 8: Fotografía nucleoeléctrica de la CFE Laguna Verde Veracruz.	17
Figura 9: Esquema de un Sistema de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica.	19
Figura 10: Gráfica de la Evolución de la Generación Eléctrica a Nivel Mundial Mediante Diferentes Fuentes Primarias.	20
Figura 11: Gráfica que Muestra Grado de Utilización y Capacidad Ociosa de Generación Eléctrica, 2003-2008 en Porcentajes.	27
Figura 12: Mapa de las Gerencias Regionales de Producción de CFE.	58
Figura 13: Grafico de Número de Usuarios por Sector de Consumo.	61
Figura 14: Grafico de la Cantidad de Energía Vendida por Sector	62
Figura 15: Grafico de los Ingresos de la Venta de Energía Eléctrica que se Tuvieron por Sector	62
Figura 16: Gráfica de los Precios de la Energía Eléctrica por Sector en (pesos/kWh).	63
Figura 17: Nuevo Modelo de la Industria Eléctrica en México.	64
Figura 18: Gráfica de Prospectiva de los Precios del Gas Natural en USD/MBTU.	76
Figura 19: Ilustración de una Planta de Ciclo Combinado.	97
Figura 20: Pronostico del Crecimiento Anual Esperado de la Demanda Máxima.	101
Figura 21: Adiciones a la Capacidad en el Periodo 2015-2029.	102
Figura 22: Capacidad de las Nuevas Centrales Eléctrica por Modalidad 2015-2029	103
Figura 23: Graficas del Total de la Generación de Energía Eléctrica Dividido por Tipos de Generación al Final de 2014.	106
Tabla 1: Centrales Eléctricas de Turbogás en México.	11
Tabla 2: Centrales eléctricas de ciclo combinado en México.	13
Tabla 3: Hidroeléctricas en México.	15
Tabla 4: Capacidad de Generación de Energía Eléctrica México	57
Tabla 5: Indicadores de Calidad y Disponibilidad de la Centrales de CFE.	59
Tabla 6: Energía Eléctrica Generada en México por CFE y los PIE	60
Tabla 7: Datos Técnicos de las Centrales de Ciclo Combinado de CFE en 2014.	70



Tabla 8: Datos Técnicos de las Centrales de Ciclo Combinado de los PIE	71
Tabla 9: Valores de Desempeño de las Unidades de Ciclo Combinado Calculados por CFE.	72
Tabla 10: Datos de Producción de las Centrales de Ciclo Combinado en México	73
Tabla 11: Costos Nivelados de Inversión de Centrales de Ciclo Combinado.	74
Tabla 12: Costos Nivelados por Combustible Centrales Ciclo Combinado.	77
Tabla 13: Costos Nivelados Fijos y Variables de Operación y Mantenimiento de la Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado	78
Tabla 14: Costos Totales Nivelados de Generación por Ciclo Combinado CFE.	78
Tabla 15: Costos Totales Nivelados por Tipo de Generación CFE.	79
Tabla 16: Precios Máximos por Zonas Aprobados por la Comisión Reguladora de Energía.	80
Tabla 17: Promedios de Costos de la Energía Eléctrica en Algunas Zonas del País 2016. PML	82
Tabla 18: Centrales de Ciclo Combinado y Proyectos Cercanas a los Nodos de la Tabla 17	83
Tabla 19: Costos de las Externalidades de Mayor Importancia en la Generación de Energía Eléctrica Dentro de la Comunidad Europea en 2007	85
Tabla 20: Resultados de la Primer Subasta de Contratos a Largo Plazo del CENACE.	91
Tabla 21: Análisis de Criticidad de Fallas.	93
Tabla 22: Parámetros que Mejoran Cuando se Repotencia una Unidad Termoeléctrica de Gas Natural.	96
Tabla 23: Algunos Productores Independientes de Energía	104



1. OBJETIVO

Realizar un análisis sobre opciones para la industria eléctrica del Estado representada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), y como ésta, se debe preparar para competir con la iniciativa privada, toda vez, que dentro del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se plantea que se llevarán a cabo subastas a precios más bajos para cubrir la demanda eléctrica controlable o venta directa a usuarios calificados.

El análisis se basará en conocer y analizar los parámetros de desempeño y operación de las centrales públicas y las privadas, y que opciones ofrece el mercado tecnológico y mejores prácticas de la ingeniería para obtener estos parámetros competitivos y mantenerlos a lo largo del tiempo, haciendo competitivas a las plantas eléctricas públicas y no continúen siendo usadas como capacidad de respaldo, haciendo referencia a los precios marginales de corto plazo en los nodos de los 42 centros de carga del sistema eléctrico nacional, que incluyen los costos por combustible, congestión y pérdidas. Más posibles ingresos por certificados de energías limpias, y por servicios por el mercado de balance de potencia.



2. INTRODUCCIÓN GENERAL

En este trabajo se analizan cómo se genera la energía eléctrica, y las bases de la política administrativa de la industria eléctrica, para su óptima operación; para ello, se revisará brevemente lo que son los sistemas eléctricos de potencia, dentro de estos se analizarán cuatro aspectos: la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en México.

Se ha promulgado una reforma energética, en donde se ha redactado una nueva Ley de la Industria Eléctrica en el año 2014 y su Reglamento del año 2015, los cuales anularon la Ley anterior, la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica del año 1975 y su respectivo Reglamento del año 1993. En este nuevo esquema eléctrico, se tendrá una entrada más abierta a la iniciativa privada nacional o extranjera, donde se supone que deberán competir entre sí y con la Comisión Federal de Electricidad (CFE), dentro de lo que la nueva Ley denomina Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Este tipo de cambio, a la industria eléctrica nacional, tan radical, nunca se había presentado desde que se nacionalizó la industria eléctrica, lo cual ocurrió en el año de 1960 bajo el mandato presidencial del Lic. Adolfo López Mateos.

El análisis central de este trabajo trata sobre el futuro de la industria eléctrica nacional, y como ésta, se debe preparar para competir con la iniciativa privada, toda vez, que dentro del MEM se plantea que se llevarán a cabo subastas para cubrir la demanda eléctrica controlable, ya que la demanda eléctrica no controlable se maneja en otra área del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), dentro de este panorama deberá trabajar la CFE o las industrias que forme el Estado mexicano y que quedarán al frente en el sector eléctrico.

Comparando la antigua Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica con la nueva Ley de la Industria Eléctrica y sus respectivos Reglamentos, su importancia radica en el cambio del marco regulatorio, en el que se basará el manejo de la industria eléctrica a nivel nacional. Este marco regulatorio es de gran importancia para el desarrollo de la industria generadora de energía eléctrica del país, dentro de este marco regulatorio se establece cómo debe funcionar la generación y comercialización de la energía eléctrica, quiénes serán los árbitros, los participantes en el mercado, las reglas del mercado y cómo se desarrollará el Sistema Eléctrico Nacional. El futuro de la industria energética para el desarrollo del país, se enfrenta a un gran cambio, debido a las reformas que se han presentado en sus marcos regulatorios.

Dentro del MEM, llevaré a cabo un análisis de la oferta que podrán hacer las centrales eléctricas de la CFE y la iniciativa privada, y cómo se llevará a cabo la satisfacción de la demanda efectuada por los diversos clientes, así como quiénes serán los órganos reguladores del mercado. Una comparación de la capacidad generadora de energía eléctrica, así como el costo de mercado de la misma, en relación con las centrales eléctricas de CFE, contra la que podrán ofrecer las centrales eléctricas de la iniciativa privada. Dentro de todo esto se plantea la pregunta: ¿qué papel desempeñará la industria eléctrica del estado?, todo esto



implica una difícil situación para la industria eléctrica del estado, debido a que perderá su exclusividad como único comercializador de la energía eléctrica dentro del país; ya que entra a un nuevo esquema, el de libre competencia entre las empresas que pondrán en operación nuevas centrales eléctricas con una eficiencia mayor a las centrales ya instaladas de CFE, debido a que son de tecnología de generación anterior.

Los precios de la energía eléctrica que ofrecerá las empresas del Estado no podrán ser competitivos, si no se moderniza la industria eléctrica estatal. La CFE tendrá que tomar decisiones sobre su modernización tecnológica para ser más eficiente y eficaz en la producción de energía eléctrica, en un futuro nada lejano; entre las opciones posibles podrían ser: repotenciar sus plantas ya existentes, comenzar una inversión en nuevas centrales eléctricas, sacar de operación sus centrales menos eficientes dejando en operación las de tecnología más reciente, o con el tiempo perderá competitividad en el mercado, así también, deberá considerar tener su capacidad como reserva. Estos panoramas serán analizados en este trabajo.



3. ANTECEDENTES

3.1 Introducción

Dentro de este capítulo se presentan los aspectos básicos de los sistemas eléctricos de potencia, como las tecnologías más importantes para la generación de energía eléctrica con las que cuenta y cómo se lleva a cabo la transmisión y la distribución de la energía eléctrica.

Dentro del análisis del tipo de plantas de generación de energía eléctrica, se tomarán en cuenta sus ventajas así como sus desventajas, el impacto sobre las emisiones al medio ambiente, cómo se encuentran estas tecnologías en México y en qué número de plantas y unidades se genera la energía eléctrica.

En la parte de los combustibles necesarios para la generación de energía eléctrica, se presenta el panorama de estos a nivel mundial y en México, así como la relación e importancia de estos para el desarrollo de la industria eléctrica.

Se presentará una revisión sobre los sistemas eléctricos en diferentes partes del mundo y en México, con el objetivo de analizar un panorama más amplio de la industria eléctrica y su funcionamiento, teniendo en cuenta la participación de los gobiernos y los participantes de la iniciativa privada; dentro de este tema también se incluyen los tipos de tecnologías que se emplean y el porcentaje de participación en la generación de energía eléctrica.

3.2 Sistemas Eléctricos de Potencia

Un sistema eléctrico de potencia es un sistema de suministro eléctrico que posee niveles de tensiones iguales o superiores a los 132 kilovolts (kV). Los valores de tensión dependen de cada país y sus normas eléctricas.

Dentro de un sistema eléctrico de potencia existe un conjunto de elementos que tienen como fin generar, transformar, transmitir, distribuir y consumir la energía eléctrica, con el objetivo de lograr la mayor calidad a menor costo posible.

En un sistema eléctrico de potencia consta de las plantas generadoras de energía eléctrica, que será consumida por las cargas (todo lo que consume energía eléctrica), una red de transmisión y de distribución para el transporte de dicha energía eléctrica a los puntos de consumo (cargas), equipo adicional necesario para lograr que el suministro de energía se realice con las características de continuidad de servicio, regulación de tensión y control de frecuencia. La Figura 1 muestra un sistema eléctrico de potencia con sus respectivos niveles de tensión.

La carga en un sistema eléctrico está constituida por un conjunto de cargas individuales de distintos tipos como: industrial, comercial y residencial. Por lo general una carga absorbe potencia real y potencia reactiva; esto se presenta en los dispositivos eléctricos de estado sólido. Las cargas que son puramente resistivas solo absorben potencia real, en cambio las cargas inductivas o capacitivas absorben



potencia reactiva. También se tienen cargas lineales y no lineales, producidas por elementos electrónicos como diodos y transistores.

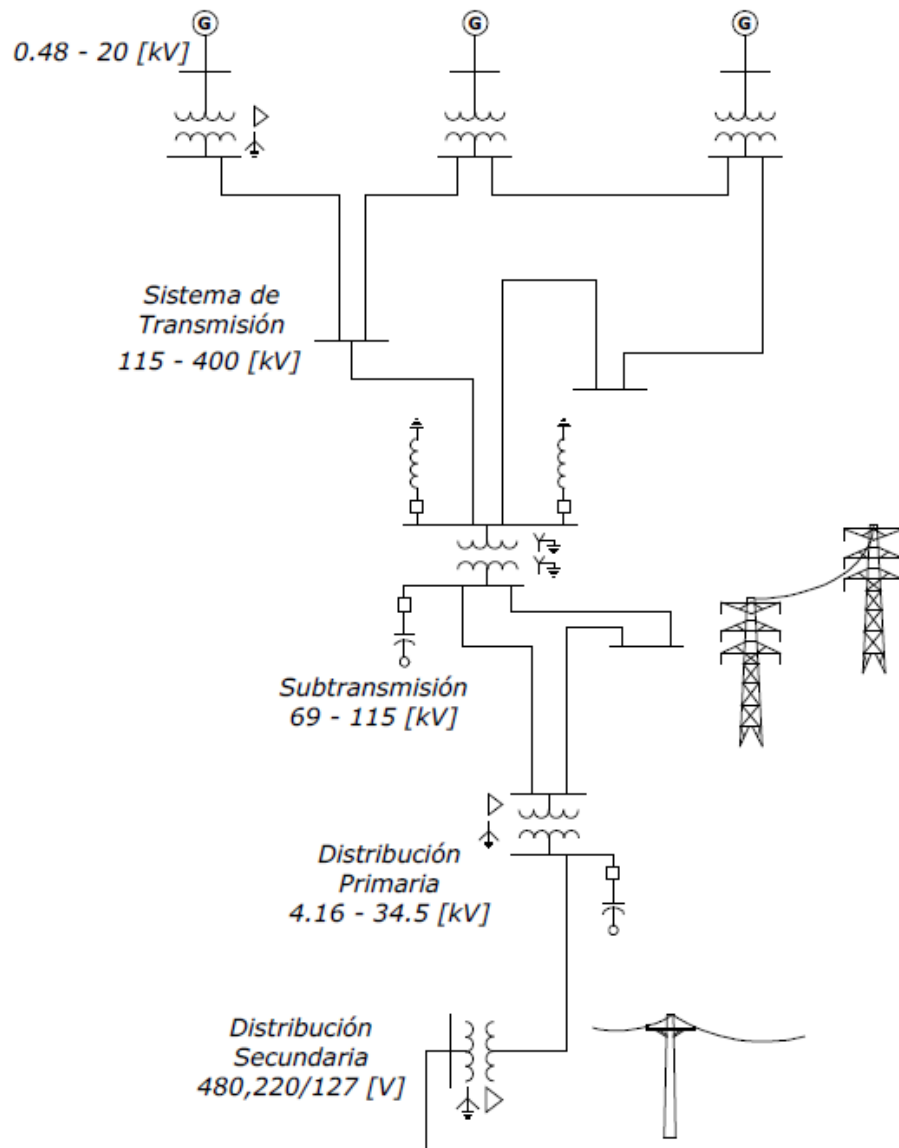


Figura 1. Esquema Unifilar de una Red de Transmisión de Energía Eléctrica.

Fuente: "Redes Eléctricas" Tomo I, Jacinto Viqueira Landa. México, UNAM, Facultad de Ingeniería.

Los sistemas eléctricos se clasifican en tres tipos:

- I. Sistema Radial: Posee menos confiabilidad pero es más económico. Las cargas tienen una sola alimentación, por lo tanto una falla en la alimentación produce una interrupción total en el suministro. Como se observa en la Figura 2.

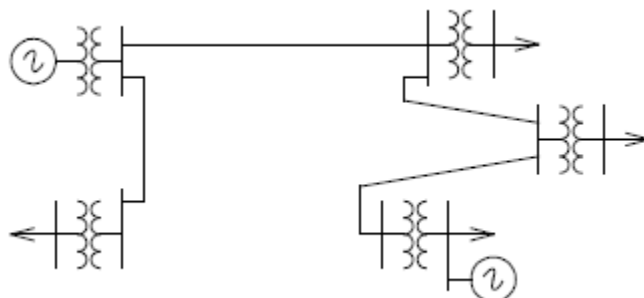


Figura 2: Sistema Radial.

Fuente: "Redes Eléctricas" Tomo I, Jacinto Viqueira Landa. México, UNAM, Facultad de Ingeniería.

- II. Sistema en Anillo: Tiene mayor confiabilidad pero implica un mayor costo. Se tiene una doble alimentación, por lo que se puede interrumpir una de ellas sin que se interrumpa el suministro de energía. Como se muestra en la Figura 3.

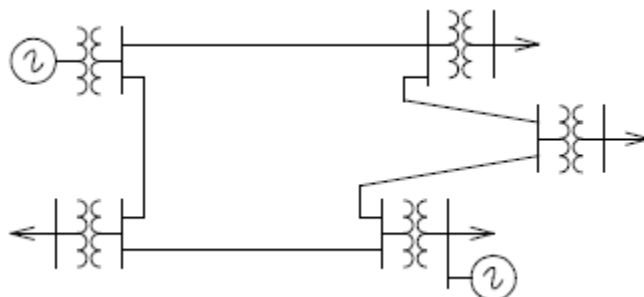


Figura 3. Sistema en Anillo.

Fuente: "Redes Eléctricas" Tomo I, Jacinto Viqueira Landa. México, UNAM, Facultad de Ingeniería.

- III. Sistema en Red: Es el más costoso de los tres, pero también posee la mayor confiabilidad. Con éste tipo de sistema se aumenta el número de interconexiones y en consecuencia, la seguridad del servicioⁱ.

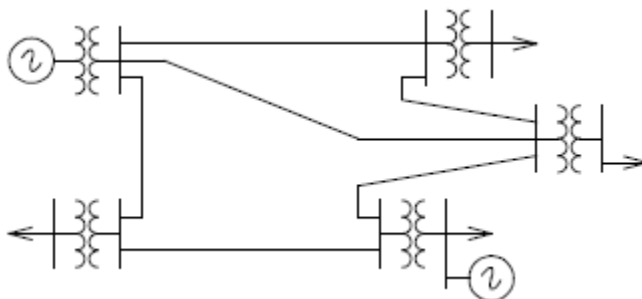


Figura 4. Sistema en Red.

Fuente: "Redes Eléctricas" Tomo I, Jacinto Viqueira Landa. México, UNAM, Facultad de Ingeniería.



3.2.1 Plantas de Generación de Energía Eléctrica

Las plantas generadoras de energía eléctrica o centrales eléctricas son instalaciones en donde se encuentra un conjunto de elementos destinados a la producción de energía eléctrica.

Las centrales eléctricas reciben su nombre dependiendo de los insumos utilizados como energéticos primarios (energía primaria), que utilizan para su operación, los cuales pueden ser: carbón, gas, diésel, energía cinética del agua, energía térmica del subsuelo, combustible nuclear, energía del viento, energía solar, etcétera (etc.).

Dependiendo del servicio que dan las centrales eléctricas en el consumo de energía eléctrica global dentro de la red, estas se clasifican en:

- Centrales de base: Son aquellas que están destinadas a suministrar energía eléctrica en forma continua. Este tipo de centrales son de gran potencia, utilizan máquinas motrices como: turbinas de vapor, turbinas de gas y turbinas hidráulicas. Por lo general sus costos de operación son bajos.
- Centrales de punta: Se emplean para cubrir la demanda de energía eléctrica en las horas de mayor consumo, conocidas como horas punta. Cuando se presentan las horas punta, se ponen en marcha y trabajan en paralelo con las centrales eléctricas principales.
- Centrales de reserva: Tienen como objetivo reemplazar las centrales de base en caso de avería, reparación o trabajos de mantenimiento. No se deben confundir con las centrales de punta ya que el funcionamiento de estas es periódico (todos los días en las horas punta), pero el funcionamiento de las centrales de reserva es intermitente.
- Centrales de emergencia: poseen un objetivo similar al de las centrales de reserva; pero la instalación del conjunto de aparatos y maquinaria que constituyen la central de reserva, es fija, mientras que las centrales de emergencia pueden ser móviles y se desplazan al lugar donde sean requeridos sus servicios. Por lo general estas centrales son de pequeña potencia, muchas veces se emplean motores de combustión interna a diésel; muchos de ellos se instalan en vagones de ferrocarril, en barcos especialmente diseñados y acondicionados para su misión.
- Centrales de bombeo: Son aquellas que en horas bajas utilizan la energía sobrante para bombear agua a un embalse superior y en las horas punta se aprovechan para dar energía a la red.

Las principales centrales eléctricas son esencialmente instalaciones que emplean una determinada cantidad de energía primaria del planeta (carbón, diésel y gas), debido a esto su utilización causa un impacto considerable al medio ambienteⁱⁱ.

3.2.1.1 Carboeléctricas

Las centrales carboeléctricas son básicamente las mismas que las plantas termoeléctricas convencionales que producen energía eléctrica a partir de combustibles fósiles, como gas, diésel o carbón, solo que, son las que aportan una mayor contaminación al medio ambiente, es decir, utilizan tecnologías clásicas para la producción de electricidad, lo que se traduce en la quema un combustible fósil, para producir vapor de agua que moverá una turbina de vapor, ésta a su vez mueve un generador eléctrico que producirá la energía eléctrica en forma alterna.



Figura 5: Fotografía de una Carboeléctrica de la CFE en Coahuila Carbón II.

Fuente: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/787/5/A5.pdf>.

En México se encuentran, todavía en operación, las siguientes carboeléctricas:

- Plutarco Elías Calles (Petacalco, Guerrero). (18 de noviembre de 1993): Cuenta con 7 unidades generadoras y con una capacidad de generación de 2,900 Megawatts (MW).
- Carbón II (Nava, Coahuila). (2 de noviembre de 1993): Cuenta con 4 unidades generadoras y una capacidad instalada de 1,400 MW.
- José López Portillo (Río Escondido, Coahuila). (21 de septiembre de 1982): Cuenta con 4 unidades generadoras y una capacidad instalada de 1,200 MWⁱⁱⁱ.

La energía eléctrica a base de carbón alcanza el 40% de la producción mundial y en países tecnificados y competitivos como Estados Unidos, Alemania, China e Israel, la generación a base de carbón exceden el 50% y forma una parte crítica de su estrategia económica, debido al bajo y estable costo del combustible.

3.2.1.2 Turbogás

La generación de energía eléctrica a partir de unidades de turbogás, trabajan dentro de un ciclo termodinámico denominado de Brayton, se obtiene directamente de la energía cinética resultante de la expansión de aire comprimido y los gases de combustión. La turbina está unida al generador eléctrico por un rotor, dando lugar a



la producción de energía eléctrica. Los gases de la combustión, se descargan directamente a la atmósfera después de trabajar en la turbina.

Las centrales eléctricas de turbogás se clasifican en tres tipos:

- I. Ciclo abierto: El fluido que se comprime es aire tomado del medio ambiente.
- II. Ciclo cerrado: El fluido de trabajo opera en un ciclo cerrado, donde existen dos circuitos secundarios, foco caliente y foco frío.
- III. Ciclo regenerativo: se aprovechan los gases de combustión para el precalentamiento de aire antes de que entre en contacto con el foco caliente.

La Tabla 1, muestra algunas centrales eléctricas que trabajan con turbogás en México:^{iv}

Tabla 1: Centrales Eléctricas de Turbogás en México.

Nombre de la central	Número de unidades	Año de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada en MW	Ubicación
Caborca	2	1970	42	Caborca, Sonora
Cancún	4	1974	102	Cancún, Quintana Roo
Chankanaab	3	1968	53	Cozumel, Quintana Roo
Chávez (Laguna Chávez)	2	1971	28	Francis I. Madero, Coahuila
Ciprés	1	1981	27	Ensenada, Baja California
Ciudad Constitución	1	1984	33	Ciudad Constitución, Baja California Sur
Ciudad del Carmen	3	1986	47	Ciudad del Carmen, Campeche
Ciudad Obregón	2	1972	28	Cajeme, Sonora
Culiacán	1	1990	30	Culiacán, Sinaloa
Esperanzas	1	1971	12	Múzquiz, Coahuila
Fundidora	1	1971	12	Monterrey, Nuevo León
Industrial	1	1977	18	Ciudad Juárez, Chihuahua
La Laguna	4	1970	56	Gómez Palacio, Durango
La Paz	2	1977	43	La Paz, Baja California Sur
Leona	2	1972	24	Monterrey, Nuevo León
Los Cabos	3	1983	85	Los Cabos, Baja California Sur
Mérida II	1	1981	30	Mérida, Yucatán
Mexicali	3	1974	62	Mexicali, Baja California
Monclova	3	1975	48	Monclova, Coahuila
Nachi-Cocom	1	1987	30	Mérida, Yucatán
Nizuc	2	1980	88	Cancún, Quintana Roo
Parque	4	1974	59	Ciudad Juárez, Chihuahua
Tecnológico	1	1974	26	Monterrey, Nuevo León
Tijuana	3	1982	210	Rosarito, Baja California
Universidad	2	1970	24	Monterrey, Nuevo León
Xul-Ha	2	1980	26	Othón P. Blanco, Quintana Roo
Huinalá	1	1999	150	Pesquería, Nuevo León

Fuente: Información obtenida de la CFE y la SENER

En México se tienen un gran número de este tipo de centrales termoeléctricas, ya que su construcción es relativamente rápida, así como también su entrada en operación, además de que el mantenimiento no es de un costo elevado. Este tipo de plantas pueden ser de una capacidad muy variable dependiendo del diseño de la misma. El único aspecto negativo de este tipo de plantas, es que para su operación se requiere de gas y este es un combustible fósil no renovable, en un país como México la mayor parte de este tipo de combustible se importa presentando

un costo muy variable, provocando como consecuencia, que los costos de operación de este tipo de centrales muchas veces sea muy altos

3.2.1.3 Ciclo Combinado

En las centrales eléctricas de ciclo combinado la energía térmica del combustible es transformada en energía eléctrica mediante dos ciclos termodinámicos: el que está en una turbina de gas (ciclo Brayton) y el convencional en una turbina de vapor (ciclo Rankine).



Figura 6: Fotografía de Planta Ciclo Combinado de la CFE en el Sauz Querétaro.

Fuente: <http://wikimapia.org/11316962/es/C-C-C-El-Sauz-CFE#/photo/1157285>.

La Figura 6 muestra una planta a ciclo combinado de la CFE ubicada en Querétaro.

En la Tabla 2, se muestra una lista de las centrales eléctricas de ciclo combinado operando en México.^v

*Tabla 2: Centrales eléctricas de ciclo combinado en México.*

Nombre de la central	Ubicación	Combustible	Número de unidades	Capacidad efectiva en MW	Factor de planta en %
Tula (Francisco Pérez Ríos)	Tula, Hidalgo	Gas y combustóleo	11	1 989	67.2
Valle de México	Acolman, Estado de México	Gas	7	1 087	50.0
Presidente Juárez	Rosarito, Baja California	Gas y combustóleo	11	1 026	42.0
Valladolid (Felipe Carrillo Puerto)	Valladolid, Yucatán	Gas y combustóleo	5	295	58.6
Samalayuca II	Ciudad Juárez, Chihuahua	Gas	6	522	67.8
Huinalá I y II	Pesquería, Nuevo León	Gas	8	968	44.4
Campeche (Productor Independiente)	Palizada, Campeche	Gas	1	252	80.6
Dos Bocas	Medellín, Veracruz	Gas	6	452	67.3
El Sauz	Puerto Escobedo, Querétaro	Gas	7	601	60.7
Gómez Palacio	Gómez Palacio, Durango	Gas	6	252	9.0
Mérida III (Productor Independiente)	Mérida, Yucatán	Gas	1	484	79.5
Hermosillo	Hermosillo, Sonora	Gas	2	225	8.4
Hermosillo (Productor Independiente)	Hermosillo, Sonora	Gas	1	250	60.1
El Encino (Chihuahua II)	Chihuahua, Chihuahua	Gas	4	554	62.9
Tuxpan II (Productor Independiente)	Tuxpan, Veracruz	Gas	1	495	78.4
Tuxpan III y IV (Productor Independiente)	Tuxpan, Veracruz	Gas	1	983	63.5
Saltillo (Productor Independiente)	Ramos Arizpe, Coahuila	Gas	1	248	66.0
La Laguna II (Productor Independiente)	Gómez Palacio, Durango	Gas	1	498	78.9
Río Bravo II (Productor Independiente)	Valle Hermoso, Tamaulipas	Gas	1	495	52.6
Río Bravo III (Productor Independiente)	Valle Hermoso, Tamaulipas	Gas	1	495	39.6
Río Bravo IV (Productor Independiente)	Valle Hermoso, Tamaulipas	Gas	1	500	57.1
Monterrey III (Productor Independiente)	San Nicolás de los Garza, Nuevo León	Gas	1	449	80.0
Altamira II (Productor Independiente)	Altamira, Tamaulipas	Gas	1	495	71.1
Altamira III y IV (Productor Independiente)	Altamira, Tamaulipas	Gas	1	1 036	65.4
El Sauz (Bajío) (Productor Independiente)	San Luis de la Paz, Guanajuato	Gas	1	565	94.9
Mexicali (Productor Independiente)	Mexicali, Baja California	Gas	1	489	51.1
Chihuahua III (Productor Independiente)	Juárez, Chihuahua	Gas	1	259	48.5



Naco Nogales (Productor Independiente)	Agua Prieta, Sonora	Gas	1	258	80.5
Nombre de la central	Ubicación	Combustible	Número de unidades	Capacidad efectiva en MW	Factor de planta en %
Altamira V (Productor Independiente)	Altamira, Tamaulipas	Gas	2	1 142	
Valladolid III (Productor Independiente)	Valladolid, Yucatán	Gas	1	563	
Tuxpan (Productor Independiente)	Tuxpan, Veracruz	Gas	1	548	
Tamazunchale (Productor Independiente)	Tamazunchale, San Luis Potosí	Gas	4	1 161	
Norte (Productor Independiente)	Durango	Gas	2	597	

Fuente: Información obtenida de la CFE y la SENER.

Como se puede ver en la tabla anterior, en México existen un número importante de plantas de ciclo combinado. En los últimos años han tenido un auge significativo, ya que las nuevas tecnologías han aumentado el rendimiento energético de este tipo de plantas; sobre todo los Productores Independientes de Energía (PIE), han tenido mayor interés en este tipo de plantas, ya que el costo de construcción no es muy alto y pueden entrar rápidamente en operación, además que tienen una capacidad de producción de energía eléctrica muy significativa, el aspecto negativo más importante es el uso de combustible fósil que emplean, que por lo general es gas para las turbinas, y que su costo, generalmente, es alto y variable, así también, su operación contribuye a la producción de gases de efecto invernadero.

3.2.1.3 Hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas son grandes instalaciones que permiten aprovechar la energía potencial (una masa a cierta altura) contenida en el agua de grandes ríos, al transformarla en energía mecánica mediante turbinas hidráulicas, luego se transforma en energía eléctrica, ya que las turbinas están acopladas a generadores eléctricos. El equipo que emplean para generar energía eléctrica se denomina turbina-generador. La Figura 7 muestra una fotografía de la Hidroeléctrica denominada “El Cajón”, ubicada en la entidad de Nayarit.



Figura 7: Fotografía de la Hidroeléctrica El Cajón en Nayarit.



Fuente: http://www.imcyc.com/revistacyt/img/cont/el_cajon.jpg.

Las centrales Hidroeléctricas en México, se muestran en la Tabla 3.^{vi}

Tabla 3: Hidroeléctricas en México.

Nombre de la central	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Aguamilpa Solidaridad	3	15-sep-94	960	Tepic, Nayarit
Ambrosio Figueroa (La Venta)	5	31-may-65	30	La Venta, Guerrero
Ángel Albino Corzo (Peñitas)	4	15-sep-87	420	Ostuacán, Chiapas
Bacurato	2	16-jul-87	92	Sinaloa de Leyva, Sinaloa
Bartolinas	2	20-nov-40	1	Tacámbaro, Michoacán
Belisario Domínguez (Angostura)	5	14-jul-76	900	Venustiano Carranza, Chiapas
Bombaná	4	20-mar-61	5	Soyaló, Chiapas
Boquilla	4	01-ene-15	25	San Francisco Conchos, Chihuahua
Botello	2	01-ene-10	13	Panindícuaro, Michoacán
Camilo Arriaga (El Salto)	2	26-jul-66	18	El Naranjo, San Luis Potosí
Carlos Ramírez Ulloa (El Caracol)	3	16-dic-86	600	Apaxtla, Guerrero
Chilapan	4	01-sep-60	26	Catemaco, Veracruz
Cóbano	2	25-abr-55	52	Gabriel Zamora, Michoacán
Colimilla	4	01-ene-50	51	Tonalá, Jalisco
Colina	1	01-sep-96	3	San Francisco Conchos, Chihuahua
Colotlipa	4	01-ene-10	8	Quechultenango, Guerrero
Cupatitzio	2	14-ago-62	72	Uruapan, Michoacán
Electroquímica	1	01-oct-52	1	Cd. Valles, San Luis Potosí
Encanto	2	19-oct-51	10	Tlapacoyan, Veracruz
Falcón	3	15-nov-54	32	Nueva Cd. Guerrero, Tamaulipas
Fernando Hiriart Balderrama (Zimapán)	2	27-sep-96	292	Zimapán, Hidalgo
Humaya	2	27-nov-76	90	Badiraguato, Sinaloa
Infiernillo	6	28-ene-65	1,040	La Unión, Guerrero
Itzicuaró	2	01-ene-29	1	Peribán los Reyes, Michoacán
Ixtaczoquitlán	1	10-sep-05	2	Ixtaczoquitlán, Veracruz
José Cecilio del Valle	3	26-abr-67	21	Tapachula, Chiapas
Jumatán	4	17-jul-41	2	Tepic, Nayarit
La Amistad	2	01-may-87	66	Acuña, Coahuila
Leonardo Rodríguez Alcaine (El Cajón)	2	01-mar-07	750	Santa María del Oro, Nayarit
Luis Donaldo Colosio (Huites)	2	15-sep-96	422	Choix, Sinaloa
Luis M. Rojas (Intermedia)	1	01-ene-63	5	Tonalá, Jalisco
Malpaso	6	29-ene-69	1,080	Tecpatán, Chiapas
Manuel M. Diéguez (Santa Rosa)	2	02-sep-64	61	Amatitlán, Jalisco
Manuel Moreno Torres (Chicoasén)	8	29-may-81	2,400	Chicoasén, Chiapas
Mazatepec	4	06-jul-62	220	Tlatlauquitepec, Puebla
Micos	2	01-may-45	1	Cd. Valles, San Luis Potosí
Minas	3	10-mar-51	15	Las Minas, Veracruz
Mocúzari	1	03-mar-59	10	Álamos, Sonora



Oviáchic	2	28-ago-57	19	Cajeme, Sonora
Platanal	2	21-oct-54	9	Jacona, Michoacán
Nombre de la central	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Plutarco Elías Calles (El Novillo)	3	12-nov-64	135	Soyopa, Sonora
Portezuelos I	4	01-ene-01	2	Atlixco, Puebla
Portezuelos II	2	01-ene-08	1	Atlixco, Puebla
Puente Grande	2	01-ene-12	12	Tonalá, Jalisco
Raúl J. Marsal (Comedero)	2	13-ago-91	100	Cosalá, Sinaloa
Salvador Alvarado (Sanalona)	2	08-may-63	14	Culiacán, Sinaloa
San Pedro Porúas	2	01-oct-58	3	Villa Madero, Michoacán
Schpoiná	3	07-may-53	2	Venustiano Carranza, Chiapas
Tamazulapan	2	12-dic-62	2	Tamazulapan, Oaxaca
Temascal	6	18-jun-59	354	San Miguel Soyaltepec, Oaxaca
Texolo	2	01-nov-51	2	Teocelo, Veracruz
Tirio	3	01-ene-05	1	Morelia, Michoacán
Tuxpango	4	01-ene-14	36	Ixtaczoquitlán, Veracruz
Valentín Gómez Farías (Agua Prieta)	2	15-sep-93	240	Zapopan, Jalisco
Villita	4	01-sep-73	300	Lázaro Cárdenas, Michoacán
Zumpimíto	4	01-oct-44	6	Uruapan, Michoacán
27 de Septiembre (El Fuerte)	3	27-ago-60	59	El Fuerte, Sinaloa

Fuente: Información obtenida de la CFE.

Las centrales hidroeléctricas son las plantas generadoras que han marcado la historia de la industria eléctrica de nuestro país. A partir de que se nacionalizo la industria eléctrica se han construido diversas centrales hidroeléctricas, con la finalidad de aprovechar el recurso hidráulico del país, gracias al gran número de ríos grandes que recorren diversas zonas del país. Las ventajas más importantes es que no se requiere gastar en un combustible, ya que se aprovecha directamente la energía potencial del agua almacenada, por ello se le considera que es una energía limpia. Las desventajas que tienen, son su elevado costo de construcción y que su operación se encuentra sujeta a la disponibilidad del recurso hidráulico que se encuentre en el embalse. Los PIE no muestran mucho interés en este tipo de centrales eléctricas, ya que, se requiere mucho tiempo para su construcción, además de que acarrea muchas responsabilidades civiles y no se recupera la inversión en el corto plazo.

3.2.1.4 Nucleoeléctricas

Dentro de una central térmica nuclear se aprovecha la energía térmica, producto de la fisión de núcleos de uranio, torio o plutonio para producir energía eléctrica. Las centrales nucleares tienen un reactor, que es una instalación que permite iniciar y controlar una reacción en cadena de fisiones nucleares. El calor generado en dicha reacción se utiliza para convertir un líquido, que generalmente es agua, en vapor que se utiliza para accionar un grupo turbina-generador, como se usa en las centrales termoeléctricas de combustibles fósiles, la diferencia es que en estas instalaciones no se generan contaminantes para el suelo o a la atmosfera, es una tecnología de cero emisiones.

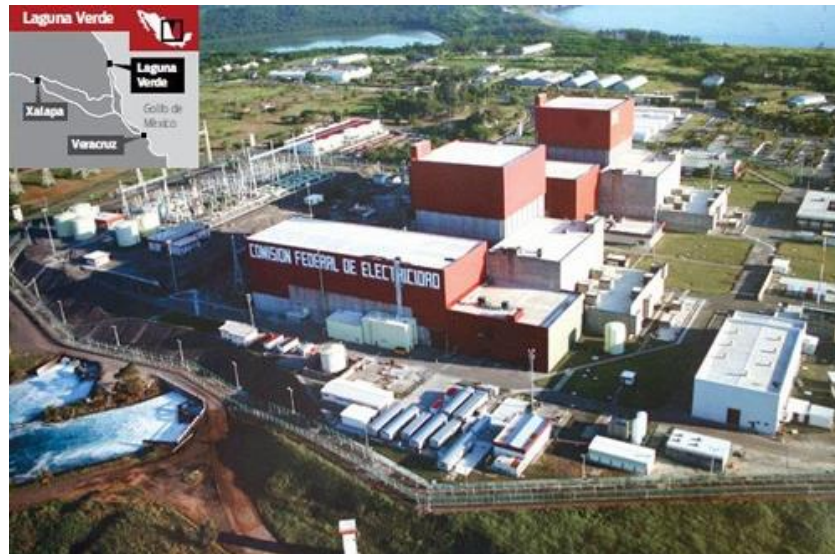


Figura 8: Fotografía nucleoelectrónica de la CFE Laguna Verde Veracruz.

Fuente:http://www.cambiodigital.com.mx/fotos_noticias/2011/foto_61216_0.jpg.

En México solo se encuentra la central nuclear, ubicada en Laguna Verde, Veracruz (Figura 8), que actualmente está produciendo energía eléctrica; existe otra central nuclear del Instituto Nacional de Investigación Nuclear (ININ), está ubicada en La Marquesa, Estado de México, éste centro de investigación únicamente se dedica a la investigación y desarrollo de proyectos.

La central nucleoelectrónica de Laguna Verde, cuenta con una capacidad instalada de 1,610 MW, dentro de dos unidades generadoras de 805 MW en cada una. Se encuentra situada en el municipio de Alto Lucero de Gutiérrez Barrios, Veracruz; siendo ésta central nuclear propiedad de la Comisión Federal de Electricidad.

3.2.2 Sistemas de Transmisión

La red de transporte de energía eléctrica es la parte del sistema de suministro de energía eléctrica, formado por elementos necesarios para transportar la energía eléctrica desde las centrales eléctricas a través de grandes distancias hasta los puntos de consumo.

Los niveles de tensión producidos en las centrales eléctricas deben ser transformados, elevándose a un nivel de tensión mucho mayor, esto se logra considerando que para un determinado nivel de potencia a transmitir, al elevar la tensión, se reduce la corriente que circula por los conductores, con ello se reducen las pérdidas por el Efecto Joule, para ello se deben emplear las subestaciones elevadoras, en las cuales se eleva la tensión usando transformadores o autotransformadores. De esta manera, una red de transmisión usualmente emplea voltajes del orden de 220 kV y superiores, que se les denomina de alta tensión, como 400 y 500 kV; en México el valor máximo es de 400 kV y los niveles de tensión para la transmisión de energía eléctrica son entre 115, 230 y 400 kV.



Las distancias de las líneas de transmisión en México son:

- Línea corta: menos de 80 km.
- Línea media: entre 80 y 240 km.
- Línea larga: mayor a 240 km.

Las torres de acero, al ser también un material conductor, se debe emplear como medio de sustentación del cable conductor un material aislante, estos materiales se conocen como aisladores de disco o aisladores poliméricos y herrajes para poder soportarlos^{vii}.

3.2.3 Sistemas de Distribución

La red de distribución de energía eléctrica, es la parte del sistema de suministro eléctrico que tiene como función suministrar la energía eléctrica desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales, esta energía es comercializada directamente por su consumo, lo cual se realiza a través de medidores eléctricos.

Se tienen tres elementos principales que componen los sistemas de distribución de energía eléctrica que son los siguientes:

- Subestación de Distribución: Son un conjunto de elementos como transformadores, interruptores de potencia, seccionadores, restauradores, apartarrayos, condensadores, etc. Su principal función es reducir los niveles de alta tensión de las líneas de transmisión o subtransmisión, hasta niveles de media tensión para su posterior ramificación en múltiples salidas.
- Circuito Primario: Conformado por las líneas que se distribuyen a través de postes aéreos o instalaciones subterráneas.
- Circuito Secundario: Este consiste en la línea que se desprende del circuito primario, y que va directamente hacia el consumidor.

La distribución de energía eléctrica desde las subestaciones de transformación de la red de transmisión se realiza en dos etapas.

1ª Etapa: Se tiene la red de reparto, que partiendo de las subestaciones de transformación reparte la energía mediante anillos que rodean los grandes centros de consumo, hasta llegar a las estaciones transformadoras de distribución. Las tensiones que emplean están comprendidas entre los 25 y 132 kV. Intercaladas en estos anillos están las estaciones transformadoras de distribución, que se encargan de reducir las tensiones desde el nivel de reparto hasta el de distribución en media tensión.

2ª Etapa: En esta etapa se manejan tensiones de operación de 3 a 30 kV y con una característica muy radial. Este tipo de redes cubre la superficie de los grandes centros de consumo (población, agrícola, industria y comercio), uniendo las estaciones transformadoras de distribución con los centros de transformación, que son la última etapa del suministro en media tensión, ya que las tensiones a la salida de estos centros es de baja tensión (127/220 o 220/440 V).



Las líneas que forman la red de distribución se operan de forma radial, pero sin formar mallas, de forma distinta a las redes de transporte. Cuando existe una avería, existe un dispositivo de protección situado al principio de cada red, este lo detecta y abre el interruptor que alimenta dicha red.

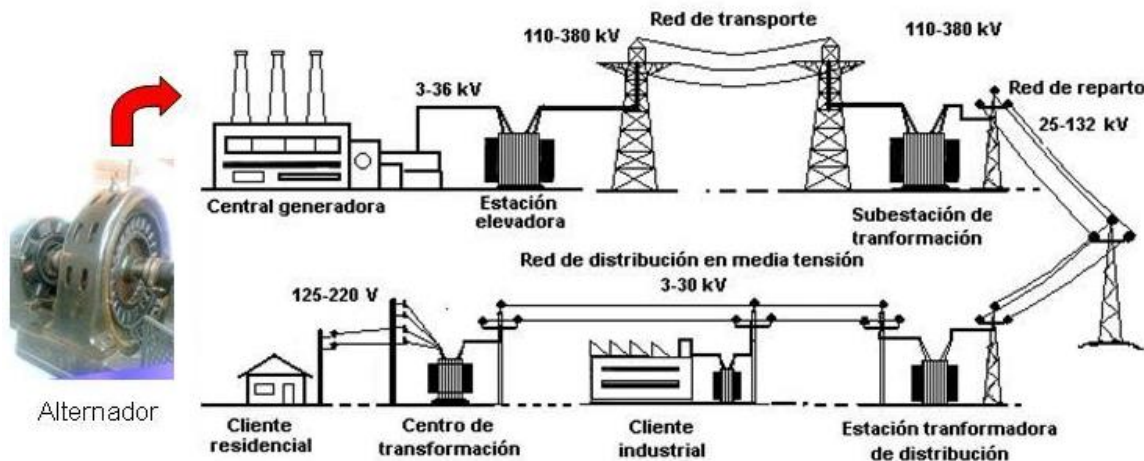


Figura 9: Esquema de un Sistema de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica.

Fuente: http://opex-energy.com/termosolares/sistemas_electricos_termosolar.html.

Para la localización de averías se divide la red que tiene la avería en dos mitades y energizando una de ellas y si vuelve a fallar, se divide nuevamente, así, a medida que se acota la red se detecta la zona averiada, y de esta manera se devuelve el suministro al resto de la red. Esto ocasiona que en el transcurso de localización de la avería, se pueden producir varias interrupciones a un mismo usuario de la red.^{viii}

3.2.4 Combustibles

La decisión sobre qué tecnología usar y qué tipo de central eléctrica se debe construir, depende de muchos factores, entre ellos están: el propósito de la central, la capacidad requerida y la disponibilidad de combustible. En términos de contaminantes atmosféricos, el tipo de combustible a usar es uno de los elementos más importantes a considerar.

En la actualidad, el uso de combustibles fósiles está siendo cuestionado fundamentalmente por la emisión de gases efecto invernadero, debido a que son unos de los impulsores del cambio climático, es decir, son los causantes del cambio climático. También es claro que los combustibles fósiles junto con la energía nuclear, representan las tecnologías capaces de cubrir significativamente la demanda energética mundial. La Agencia Internacional de Energía prevé que para el año 2030, el porcentaje de energía eléctrica generada con combustibles fósiles sea del 66%, con ello se observa que no disminuye el uso de esta fuente de energía primaria, al contrario se observa que la tendencia es que aumente.^{ix}

Con este nuevo esquema de generación de energía eléctrica, a partir de gas natural, ahora México importa gran parte de este energético, por tanto, el desarrollo

de la industria eléctrica depende en gran medida de los precios de este insumo, todo ello deja bastante vulnerable el desarrollo del sector eléctrico en México.

3.3 La Industria Eléctrica en el Mundo

La energía eléctrica es uno de los recursos energéticos fundamentales para el desarrollo de cualquier nación en el mundo, toda vez que, dicho desarrollo va ligado con el crecimiento y desarrollo de la infraestructura del sistema eléctrico de este.

El crecimiento de la generación de energía eléctrica a partir de las energías renovables, que no proceden de la energía hidráulica, ha sido encabezado por la energía solar y eólica. En el 2014 la energía solar fotovoltaica sobrepasó a los biocombustibles sólidos, para convertirse en la segunda mayor fuente de energía eléctrica renovable; en los países europeos de la OCDE a una tasa del 17.3%.

La generación de energía eléctrica en los países miembros de la OCDE se está nivelando con una tasa de crecimiento medio anual negativa del 0.35% entre el periodo del 2010 al 2013, mientras que en el resto del mundo se tiene un crecimiento del 5.6%. En el 2011 por primera vez en la historia, los países que no forman parte de la OCDE produjeron una mayor cantidad de energía eléctrica que los que son miembros.

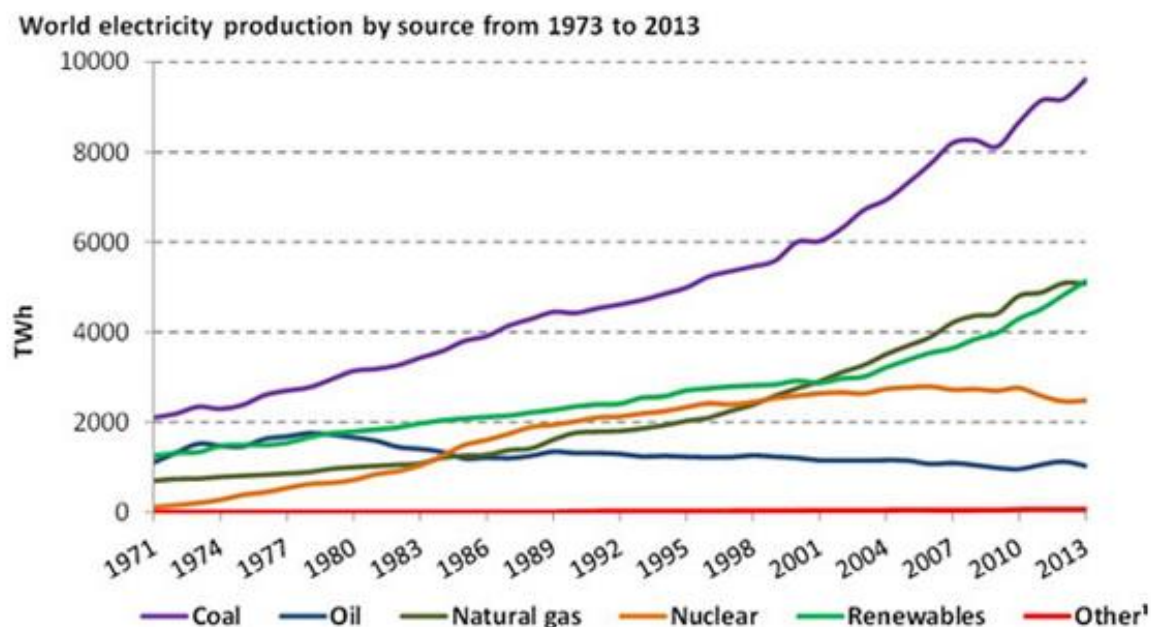


Figura 10: Gráfica de la Evolución de la Generación Eléctrica a Nivel Mundial Mediante Diferentes Fuentes Primarias.

Fuente: Información de la Agencia Internacional de Energía (IEA).

Los datos de la Figura 10 muestran que la generación eléctrica obtenida por fuentes renovables superó a la producida por gas natural, convirtiéndose en la segunda fuente de energía más empleada en el mundo, con alrededor de un 22% (5,130 TWh) del total de la electricidad producida.



Durante el mismo año la energía eléctrica generada por carbón alcanzo su mayor nivel hasta entonces con 9,613 TWh, tomando el 41.1% de la energía eléctrica global producida. Este crecimiento en el consumo de carbón para la generación de energía eléctrica fue liderado por países que no son miembros de la OCDE, ya que es uno de los recursos energéticos más abundantes y de bajo costo en el mundo.^x

3.3.1 Industria Eléctrica en Estados Unidos

En Estados Unidos existen dos modalidades de generadores de energía eléctrica que son los productores: “utilities” y “nonutilities” (compañías comprometidas con la generación, transmisión y/o distribución de energía eléctrica de uso público).

Los “nonutilities” se dividen en cuatro categorías según el tipo de propiedad: privada, federal, público (estatal, municipal o de otras entidades gubernamentales), y cooperativas.

Los “utilities” son empresas privadas o públicas dedicadas a la generación y comercialización de la energía eléctrica. Actualmente existen 3,199 “utilities” en Estados Unidos, pero solo aproximadamente 700 de ellos operan instalaciones que generan energía eléctrica. Muchas “utilities” son exclusivamente distribuidoras, por lo cual éstas compran energía eléctrica al por mayor para distribuirla sobre sus propias líneas de distribución hacia el consumidor final, llegando a vender más energía de lo que ellas misma generan a pequeños consumidores.

Para distribuir la energía eléctrica entre los “utilities” se tiene un sistema extenso de líneas de alto voltaje que son operadas por las “utilities” más grandes del país que, por lo general solo se dedican al transporte de energía eléctrica.

La mayoría de los “utilities” inversionistas venden energía a tarifas al por menor a diversas clases de consumidores y también a tarifas al por mayor a otros “utilities”. Existen dos formas de organización básicas entre los “utilities” inversionistas; las más frecuentes son de manera: corporativa, individual y los denominados “holding”, en éstos últimos se establece una casa matriz para poseer una o más empresas de servicio público que están integradas con otras.^{xi}

Existen 10 “utilities” eléctricas federales en Estados Unidos:

- Las cinco administraciones de comercialización del Ministerio de Energía cubren las siguientes áreas: Alaska, Bonneville, área sudeste y las administraciones de la energía del área occidental.
- El Cuerpo de Ingenieros del Ejército del Departamento de Defensa de EU.
- La Oficina de Asuntos Indios del Departamento del Interior de EU.
- La Oficina de Reclamación del Departamento del Interior de EU.
- La Comisión Internacional del Agua y del Límite del Departamento de Estado.
- La Tennessee Valley Authority.



De esta lista los productores más importantes son: la Tennessee Valley Authority (TVA), el Cuerpo de Ingenieros del Ejército Americano (USCE) y la Oficina de Reclamación de Estados Unidos (USBR).

La planificación de la confiabilidad y la coordinación de los sistemas de energía eléctrica interconectados son responsabilidad del National Electric Reliability Council (NERC), que fue formado en 1968 por la industria eléctrica como resultado del apagón de 1965 en el noreste del país. Los nueve consejos regionales del NERC cubren 48 estados contiguos, la parte de Alaska y una porción de Canadá y México. Estos consejos son responsables de la coordinación total de las políticas del sistema mayorista que afectan la confiabilidad y la eficiencia del servicio en todas sus áreas, también intercambian regularmente información del funcionamiento y planificación entre sus miembros. Los límites del NERC están determinados por las áreas de servicio de las compañías de electricidad en la región, muchos de los cuales no coinciden con los límites estatales.^{xii}

3.3.2 La Industria Eléctrica en Chile.

En el sistema eléctrico chileno han habido diversos cambios a lo largo de muchos años, tal vez sea el más relevante, la reestructuración del sistema con la reforma de 1978 y que concluye en 1982, esta reforma reorganizó todo el sistema eléctrico del país en tres principales sectores:

1. Generación: corresponde a todas las centrales que producen electricidad.
2. Transmisión: tendido eléctrico de alto voltaje, donde las centrales se conectan e inyectan energía eléctrica al sistema y se retiran los grandes consumos.
3. Distribución: red de medio y bajo voltaje encargada de entregar la energía a los consumidores residenciales, comercio e industria a partir de la energía entregada desde la sección de transmisión.

Esta separación fue acompañada de una privatización a gran escala, sobre todo en el sector de generación, lo que aumentó considerablemente los niveles de inversión. La idea central del nuevo esquema se basa en alcanzar la eficiencia económica del sector, donde se establece un mercado competitivo de generación de energía eléctrica, y se crean entes reguladores encargados de las secciones de transmisión y distribución.

En este proceso de privatización del mercado eléctrico se han ido creando instituciones y organismos encargados de monitorear y controlar el sector eléctrico; algunos de ellos se muestran a continuación:

- Ministerio de Energía (MINERGA): se encarga de elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.



- Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC): actúa como un agente fiscalizador en la operación de los servicios de electricidad, gas y combustibles.
- Comisión Nacional de Energía (CNE): encargada de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objetivo de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, comparable con la operación más económica.
- Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC): encargada de coordinar la operación de las instalaciones eléctricas de los concesionarios que operan interconectados entre sí, con el fin de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico. También se aseguran de ofrecer la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.
- Panel de Expertos: se encarga de tomar la decisión final sobre aquellas discrepancias y conflictos que se provoquen, producto de la aplicación de la legislación eléctrica y que las empresas eléctricas sometan a su conocimiento. El panel tiene dos funciones esenciales: por una parte, resolver controversias jurídicas, como las discrepancias generalmente de tipo técnico, originadas al interior de los CDEC, y por otra parte, resolver discrepancias tarifarias, buscando un valor óptimo, desde el punto de vista económico.
- Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC): es un organismo jurisdiccional independiente, sujeto a la Corte Suprema, que tiene como función prevenir, corregir y sancionar los atentados a la libre competencia en Chile. Se conforma como un ente colegiado, integrado por tres abogados y dos economistas.

El mercado eléctrico chileno está formado por seis sistemas eléctricos de potencia:

1. Sistema Interconectado Central (SIC)
2. Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)
3. Sistema Aysén
4. Sistema Puerto Natales
5. Sistema Punta Arenas
6. Sistema Puerto Porvenir^{xiii}

El SIC y el SING son los sistemas más grandes, el primero abastece a cerca del 93% de la población, cubriendo el grueso del norte chico, las zonas del sur y centro del país. El segundo alimenta al norte del país, donde la mayor demanda proviene del sector industrial minero.

En la etapa de generación las empresas que operan en el “spot” reciben dos tipos de ingreso: el primero corresponde al recibido por la venta de energía al costo marginal del sistema, el segundo corresponde a un valor recibido de acuerdo a su capacidad disponible; independientemente de su despacho. Es posible distinguir dos tipos de clientes: los pequeños o regulados, que tienen consumos menores a



2MW; y los grandes o libres que requieren de más de 2 MW para operar; los clientes compran la energía directamente de los distribuidores locales a un precio definido por licitaciones entre generadoras y distribuidoras, mientras que en el segundo caso, los clientes, por lo general industrial o minero, negocian directamente con las empresas generadoras a través de contratos bilaterales a largo plazo.

Antes de la Ley Corta II, los clientes regulados tenían acceso a la energía eléctrica a través de un precio regulado llamado precio de nudo, su funcionamiento se definía por lo que publicaba el sitio oficial de las Generadoras de Chile, en donde se menciona que: los precios de nudo son determinados cada seis meses por la CNE, sobre la base de una comparación entre los precios proyectados, como también el precio medio ofrecido por las generadoras a clientes libres y a distribuidores a precio nudo de largo plazo.

El precio nudo de largo plazo de energía, es fijado sobre la base de las proyecciones de los costos marginales esperados del sistema para los siguientes 48 meses para el SIC y 24 meses para el SING. Para asegurar que los precios de nudo se mantengan en torno a valores de mercado, se aplica un mecanismo de banda de precios en el caso de los valores teóricos resultantes de esos cálculos de la autoridad (por concepto tanto de energía como de potencia), cambian un 5% o más de los precios promedio del mercado. Dicha banda puede fluctuar entre 5% y 30%, dependiendo de la diferencia entre el precio de nudo teórico y el precio medio de suministro que enfrentan los clientes no sometidos a la regulación de precios. Este sistema de precios dejó de funcionar ya que los valores teóricos muchas veces resultaban ser muy bajos con respecto a lo que sucedía en el mercado Spot. Con la Ley Corta II se obliga a las empresas distribuidoras a comprar bloques de potencia para asegurar el suministro eléctrico, las empresas distribuidoras negocian mediante licitaciones con los generadores, asegurando con ello los ingresos a largo plazo de los generadores por medio de contratos de suministro y a la vez, asegurándose de cumplir con el suministro eléctrico establecido, lo que es un respaldo para las empresas generadoras para continuar con sus planes de inversión.

Principales empresas generadoras de energía eléctrica en Chile:

- Endesa con un 39%
- Gener con un 21%
- Colbún con un 16%
- E-CL con un 11%
- Otros con el 13%

En Chile la etapa de transmisión es de libre acceso para cualquier empresa generadora y no se le puede negar a ninguna. El sistema de transmisión se divide en tres:

1. Sistema Troncal: corresponde al conjunto de líneas y subestaciones que configuran el mercado común.



2. Sistema de Subtransmisión: son aquellos sistemas que permiten retirar la energía desde el sistema troncal hacia los distintos puntos de consumo locales.
3. Sistema de Transmisión Adicional: los establece el Artículo 76° en las Leyes del Sistema Eléctrico Chileno (DFL4). Estos corresponden a instalaciones de transmisión conectadas al sistema eléctrico destinadas al suministro de energía a usuarios no sometidos a regulación de precios y también a permitir a los generadores a inyectar su producción al sistema eléctrico, sin que pasen a formar parte del sistema de transmisión troncal ni de los sistemas de subtransmisión.^{xiv}

La coordinación de la operación de las centrales generadoras y las líneas de transmisión, es efectuada en cada sistema eléctrico por los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC).

3.3.3 La Industria Eléctrica en México

Antes de 1992 solo el estado tenía la exclusividad en la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, lo cual estaba reservado al organismo denominado Comisión Federal de Electricidad (CFE), en ese año se efectuaron diversas reformas y adiciones a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, estas reformas plantearon diferentes a la estructura industrial de los sectores de energía eléctrica, abriendo la posibilidad para que el sector privado construyera, operara y tuviera en propiedad plantas de generación de energía eléctrica.

Las reformas a la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica, definieron nuevas modalidades de generación de energía eléctrica, con el argumento de que no constituían parte del servicio público y que por ello, eran susceptibles de llevarse a cabo indistintamente por los sectores público, social y privado. Las modalidades fueron las siguientes:

- a) Autoabastecimiento
- b) Cogeneración
- c) Producción independiente de energía
- d) Pequeña producción de energía eléctrica
- e) Importación de energía para autoconsumo
- f) Exportación de energía eléctrica

En 1994 se crea la Comisión Reguladora de Energía (CRE) como un órgano regulatorio, con atribuciones para definir el contexto en el que se desenvuelve la participación de los inversionistas privados, que pretendieran involucrarse en la generación de energía eléctrica. También en ese mismo año a la Secretaría de Energía (SENER), le dieron las atribuciones de conducir la política energética del país, a raíz de las reformas a la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, aprobadas en 1992.

En diciembre de 1995 se aprobaron diversas reformas a la Ley General de Deuda Pública, que establecían financiamientos llamados “Proyectos de



Infraestructura Productiva de Impacto Diferido en el Registro del Gasto” (PIDIREGAS). Con estos esquemas de financiamiento en el área de la electricidad, derivaron dos modalidades que se contratarían por medio de licitación pública, las cuales fueron:

1. Productores Independientes de Energía (PIE): en donde el constructor privado lleva a cabo todas las inversiones que requiere el proyecto; al término de la obra se le vende la energía a la CFE, con un previo contrato de compra-venta a largo plazo.
2. Obra Pública Financiada (OPF): en donde el constructor privado lleva a cabo todas las inversiones contratadas, para lo cual obtiene directamente el financiamiento de largo plazo que le permita pagar las obras realizadas. Al finalizar la obra, la CFE paga el 100% del precio contratado al aceptar las instalaciones, cuya operación y mantenimiento corren a cargo de la CFE. En esta modalidad, es donde se ha tenido una mayor participación de empresas extranjeras o trasnacionales en el mercado eléctrico.^{xv}

La CFE, ha señalado que de la capacidad instalada de generación de energía eléctrica a nivel nacional es de 22.43% del total que corresponde a lo PIE, para el en año 2012 existen 21 centrales eléctricas en esa categoría que están en operación.

La empresa española Iberdrola ha señalado sobre si misma; que es segunda empresa en producir energía eléctrica en el país detrás de la CFE, bajo la modalidad de PIE, su producción en 2009 fue de 35,070 GWh. La presencia de esta empresa en México, le ha generado un margen de ganancias de 484.9 millones de euros al año 2012.

Ya comienza a existir un desplazamiento de las centrales eléctricas de la CFE por los PIE, ya que en el esquema actual los PIE tienen permitido vender el total de su generación de energía eléctrica, y en caso de que la CFE no compre esta energía tiene que pagar la capacidad de generación de estas plantas. Se denomina capacidad ociosa a la capacidad de generación que no se aprovecha.

En 2008, el costo unitario de las centrales de la CFE fue inferior al 40% de los PIE y el gasto ejercido por MW/h generado fue menor en 9.3% al de los PIE; sin embargo, de 2003 a 2008 este costo se incrementó en 53.6%, lo que superior en 34.6% al incremento registrado en los PIE. Todos estos datos son aportados por la Auditoria Superior de la Federación y de acuerdo a esta autoridad, esto es reflejo del incremento de la capacidad de generación ociosa, que en 2008 representó 42.1% de la capacidad disponible.

La siguiente gráfica muestra el uso de la capacidad instalada de generación de energía eléctrica en México y la capacidad ociosa, en porcentajes.

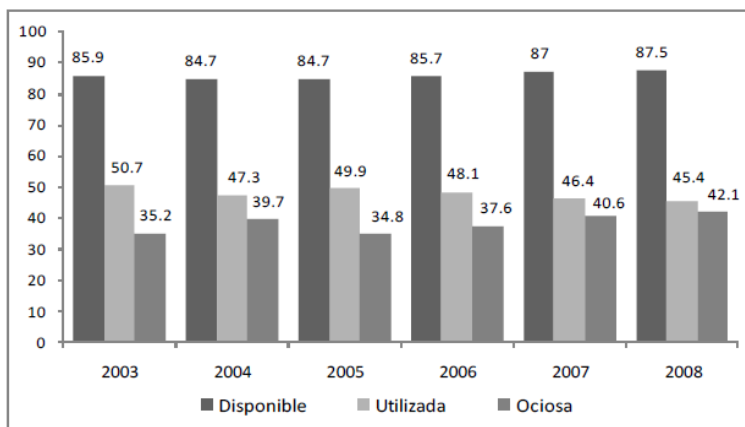


Figura 11: Gráfica que Muestra Grado de Utilización y Capacidad Ociosa de Generación Eléctrica, 2003-2008 en Porcentajes.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Reporte del Índice de Generación de la Subdirección de Generación, Índices de Disponibilidad Propia y Factor de Planta con Sobre generación, 2003-2008.

En el panorama actual la CFE es una empresa del gobierno que junto con los PIE, generan la energía eléctrica que necesita el país.

3.4 Conclusión

En este primer capítulo se vieron los puntos en los que se basa la industria eléctrica de cualquier país, que son la generación, transmisión, distribución y comercialización; ya sea que se encuentren bajo el control del estado o abiertos a la iniciativa privada. De cualquier manera la energía eléctrica es uno de los pilares más importantes para el desarrollo de cualquier país, y, como ésta se organiza es un aspecto fundamental en dicho desarrollo.

Para el sano desarrollo de la industria eléctrica, se debe considerar, las distintas tecnologías de generación de energía eléctrica analizadas en este capítulo, y que, bajo una correcta organización y planeación, forman el corazón de la industria eléctrica, como son los sistemas de transmisión y distribución, que es su sistema circulatorio.

En este capítulo se analiza su funcionamiento, tanto como sus ventajas y desventajas, las cuales nos dan un panorama más abierto sobre cómo se genera la energía eléctrica, y que en su mayoría se emplean los combustibles fósiles, es por eso que se agregó un capítulo el que habla sobre cómo se encuentran organizados en México y el mundo, analizando a la vez, las reservas que se tienen y cómo se emplean para la generación de energía eléctrica, y también, cómo sus precios influyen en el costo de la generación de energía eléctrica, así como la relación mutua que mantienen este tipo de fuentes energéticas.

La energía eléctrica en el mundo se encuentra bajo diferentes esquemas, pero finalmente los objetivos de estos esquemas se enfocan en cómo organizar al sector para volverlo cada vez más eficaz y eficiente. Dentro del panorama mundial el Estado mantiene una participación activa dentro del sector, ya sea total o



compartida por la iniciativa privada. En el caso de que el Estado mantenga una participación total en el sector eléctrico, el mismo está a cargo de cómo se manejan los precios de la energía eléctrica; pero también existen casos donde se encuentra una participación de la iniciativa privada, sobre todo dentro de la generación de energía eléctrica, en donde el Estado se convierte en el árbitro o regulador de un tipo de mercado eléctrico, en donde se busca una libre competencia entre los privados por la venta de la energía eléctrica y cuáles serán sus precios.

Finalmente, cuando se hace un análisis de la situación de la industria eléctrica en México, se ve que desde los años noventa se comenzó a permitir una leve participación de la iniciativa privada en el sector eléctrico, sobre todo en la modalidad de productores independientes, donde solo se les permite generar energía eléctrica para su venta exclusiva a la CFE y ésta a su vez seguía siendo la encargada de la comercialización de la totalidad de energía eléctrica a todos los usuarios del país, también existen otras modalidades, pero ésta es la que más afecta al sector eléctrico; todo ello hasta que se reformen las leyes que dictaminan como se debe operar el sector eléctrico y se permita una participación más abierta de la iniciativa privada nacional y extranjera; lo que se analiza en el marco regulatorio del siguiente capítulo.



-
- i “Redes Eléctricas” Tomo I. Dr. Jacinto Viqueira Landa
 - ii “Maquinas Eléctricas” Stephen J. Chapman.
 - iii Información aportada por la CFE y la SENER
 - iv Datos obtenidos por la CFE y la SENER. <http://www.cfe.gob.mx/paginas/home.aspx>
 - v Información aportada por CFE y la SENER.
 - vi Información aportada por la CFE y la SENER.
 - vii “Redes Eléctricas” Tomo I. Dr. Jacinto Viqueira Landa
 - viii “Redes Eléctricas” Tomo I Dr. Jacinto Viqueira Landa
 - ix Pronostico de la Agencia Internacional de Energía
 - x Información aportada por la Agencia Internacional de Energía (IEA International Energy Agency)
 - xi Información obtenida del Departamento de Energía de Estados Unidos (US Department of Energy)
 - xii Información obtenida de Energy Information Administration, Electric Power Annual 1995
 - xiii <http://www.centralenergia.cl/actores/generacion-chile/>
 - xiv <http://www.centralenergia.cl/regulacion/>
 - xv Información obtenida de Comisión Reguladora de Energía, “Permisos Administrativos Vigentes al 28 de Febrero de 2010”



4. MARCO REGULATORIO

4.1 Introducción

En este capítulo se muestra el marco regulatorio de la industria eléctrica en México, en lo que son la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica que fue vigente hasta el año 2014, para dar paso a la nueva Ley de la Industria Eléctrica. También se hace un análisis de sus respectivos reglamentos; todo ello enfocado a la apertura de la iniciativa privada en el sector eléctrico, sobre todo en la generación y comercialización de la energía eléctrica.

En este capítulo se hace notar en qué áreas el sector privado tiene y tendrá participación, de qué forma puede y podrá realizar actividades de generación de energía eléctrica y su comercialización; por otro lado, se analiza cuál es y será el papel del Estado en los cambios que afectaran a la industria eléctrica del país.

También se muestra qué instituciones del Estado regularan el nuevo esquema de la industria eléctrica nacional, así como también cuáles lo hacen, hasta ahora; ya que en el nuevo esquema planteado por la nueva ley, parece ser, que el Estado solo tomará el papel de regulador en las transacciones que el sector privado realizará en la compra y venta de energía eléctrica y sus derivados.

4.2 Ley de la Industria Eléctrica

Dentro de los sistemas eléctricos en los distintos países del mundo, se debe tener un reglamento que regule tanto los costos de las tarifas eléctricas como todos los aspectos técnicos y económicos involucrados, en los que se debe basar la industria eléctrica de cada país.

En México se tiene un Ley de la Industria Eléctrica que fue promulgada por el máximo mandatario de la República Mexicana, aprobada por el Congreso de la Unión, y, fue publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 11 de agosto del 2014. Al momento de la publicación de esta nueva ley, se tuvieron que reformar los artículos 25, 27, y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, lo que provocó una transformación radical e histórica en el sector energético y por ello en el sector eléctrico.

El objetivo de la Ley de la Industria Eléctrica es, promover un mayor desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura, así como el cumplimiento de las obligaciones de servicio público universal, de las energías limpias y reducción de emisiones.

Para el cumplimiento de todos estos objetivos la nueva ley plantea cómo será la entrada del sector privado en el mercado eléctrico, el cual será a través de un régimen de libre competencia, que operará dentro de un sistema llamado MEM. Del lado de los usuarios que posean una demanda mínima inicial de 3 MW, podrán adquirir energía eléctrica de la CFE o de cualquier otra empresa privada a través de tarifas no reguladas, en un marco de libre competencia.



En la ley anterior esto no era posible ya que la CFE era la única empresa que podía comercializar la energía eléctrica con los diversos usuarios, y el sector privado solo podía generar energía eléctrica en la modalidad de autoconsumo y vender el excedente a la CFE, otra opción era como Productor Independiente, dentro de este esquema solo se le podía vender la totalidad de la energía eléctrica producida a la CFE. Solo dentro de estas dos modalidades el sector privado podía participar dentro de la industria eléctrica en México, todo lo demás la CFE era la única empresa encargada.

4.2.1 Ley Antes del 2014

Antes de que se reformara el marco regulador de la industria eléctrica en México, ésta se regía bajo la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica publicada en el DOF, el 22 de diciembre de 1975 y cuya última reforma se publicó el 9 de abril de 2012, esta ley quedo derogada, cuando se publicó la nueva Ley de la Industria Eléctrica publicada el 11 de agosto de 2014.

Dentro de la Ley anterior, quedaba la exclusividad para el Estado el generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer de energía eléctrica al país, con el objetivo de prestar el servicio a todo público. En este caso no se otorgaban concesiones a particulares y el gobierno era el responsable del aprovechamiento de los bienes y recursos naturales, así como del sector eléctrico, el cual lo realiza a través de la CFE.

La Secretaria de Energía controlaba a la CFE y por ello era la responsable de autorizar todos los proyectos y trabajos que debía realizar la CFE, a su vez ésta última, era la única empresa del Estado, que podía prestar el servicio eléctrico a cualquiera, presentar proyectos a la Secretaria de Energía para su aprobación, importar y exportar energía eléctrica para el sector público, entre otras actividades; también con la ayuda de la Secretaria de Hacienda y Crédito Público se decidía el costo de las tarifas eléctricas. Todo esto nos permite analizar, sobre qué tipo de actividades se le permitía desarrollar a la iniciativa privada, las cuales eran: autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, producción independiente, importación o exportación de la energía eléctrica; todas estas modalidades de generación se encontraban bajo el permiso de generación que otorgaba la Secretaria de Energía.

Para el autoabastecimiento de energía eléctrica, en el entendido de que, cuando la energía eléctrica generada por un privado, debería ser destinada para satisfacer necesidades propias de personas físicas o morales, siempre y cuando no resultaba inconveniente para el país; esto lo determinaba la Secretaria de Energía.

La cogeneración se presentaba cuando se generaba energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria; cuando la energía térmica no aprovechada, sea empleada para generar energía eléctrica. En este caso esa energía eléctrica generada se empleaba para satisfacer necesidades propias o establecimientos asociados, pero los excedentes de producción eran



entregados a CFE, y ésta otorgaba una contraprestación a la factura de consumo eléctrico.

La producción independiente de energía eléctrica, debía ser destinada a la venta exclusiva a la CFE, esta última quedaba legalmente obligada a adquirirla en todo momento, en las condiciones económicas que le convinieran.

La pequeña producción de energía eléctrica que no excediera de 30 MW, debía ser vendida en su totalidad a la CFE.

La importación de energía solo se podía permitir para la satisfacción de necesidades propias, bajo un arancel establecido por la Secretaria de Hacienda y Crédito Público y la exportación de energía, solo para la venta exclusiva en el extranjero.

La CFE era única empresa del Estado encargada de cubrir la demanda eléctrica del país; esta empresa estatal era la única que decidía qué tipo de plantas eran empleadas para este fin, pero en el caso de los productores independientes, la energía generada por ellos siempre debía ser usada para cubrir la demanda del país; ya que la CFE se encontraba obligada a comprarla y el faltante para cubrir la demanda, se abastecía con la producción de las centrales eléctricas de propiedad de CFE.

Para los permisos de construcción de centrales eléctricas de los productores independientes, la Secretaria de Energía era la encargada de otorgarlos, para ello, esta última debía revisar las necesidades de la demanda eléctrica, y estudiar, si la construcción de estas centrales eléctricas se podían contemplar en un plan de desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, la duración de estos permisos era indefinida, pero su límite máximo no podía superar los treinta años.

Cuando por causas de fuerza mayor la CFE no podía abastecer el total de la energía de la demanda eléctrica nacional, todos los que eran titulares de permisos para generación de energía eléctrica en cualquiera de sus modalidades y en la medida de sus posibilidades, debían ofrecer a la CFE toda la capacidad que tuvieran disponible.

Si el autoabastecimiento que destinaba el total de su producción para áreas rurales o aisladas que carecían del servicio eléctrico y que no sobrepasaran el 0.5 MW, no requerían de permiso de la Secretaria de Energía; esto aplicaba también para todas las plantas de generación de energía eléctrica para casos de emergencias cuando se interrumpía el servicio eléctrico.

Todo lo planteado por esta ley tuvo vigencia hasta que fue derogada y entro la nueva Ley de la Industria Eléctrica; en lo que se refiere a la entrada de la participación privada en lo que es la generación de energía eléctrica en las modalidades ya mencionadas, y recordando que la energía eléctrica generada por la iniciativa privada no entraba directamente a la comercialización, ahora con la reforma a la nueva Ley de la Industria Eléctrica, se ha permitido que la energía



eléctrica generada por el sector privado sea comercializada a los grandes consumidores de energía eléctrica.ⁱ

4.2.2 Ley Después del 2014

El 11 de agosto de 2014 el DOF publicó la nueva Ley de la Industria Eléctrica y por tanto, quedo derogada la ley anterior; la nueva Ley contempla nuevos cambios en el sector eléctrico del país, sobre todo en la parte de la generación y comercialización de energía eléctrica, a través de un nuevo esquema, llamado Mercado Eléctrico Mayorista; que será el mecanismo por el cual competirán las empresas productoras de energía eléctrica.

Así también, se plantea que la industria eléctrica abarque las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así también, la operación del MEM. Por otro lado la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, son consideradas áreas estratégicas de la nación y solo el Estado mantendrá su titularidad, pero se podrán celebrar contratos con particulares, siempre que estos no intervengan en la operación de dicho sistema.

Como las actividades de generación y comercialización de la energía eléctrica pasarán a ser parte de la libre competencia, se deberá plantear un acceso abierto a la Red Nacional de Transmisión y a las redes generales de distribución, ofrecer el suministro eléctrico a cualquiera que lo solicite, cumplir con las obligaciones de energías limpias y reducción de emisiones contaminantes; toda la energía eléctrica generada por los que participen en el mercado eléctrico, la deberán ofrecer al Mercado Eléctrico Mayorista, este a su vez, será controlado por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), con la supervisión de la Secretaría de Energía.

El correcto funcionamiento y la integridad del Sistema Eléctrico Nacional, de acuerdo a lo que establece la nueva Ley, quedará bajo la responsabilidad de todos los que lo utilicen, los cuales serán los gobiernos, federal y estatal; todos los que generen energía eléctrica, transportistas y distribuidores de energía eléctrica, usuarios calificados del mercado (usuario final que cuenta con un registro ante la Comisión Reguladora de Energía “CRE” para tener el suministro eléctrico, participando en el Mercado Eléctrico Mayorista), y el CENACE; considerando sus propias posibilidades; sin embargo, las entidades del gobierno ejercerán la vigilancia y el control del Sistema Eléctrico Nacional, como es, así como la CRE así como la Secretaría de Energía; todo ello con la finalidad de proteger los intereses de los usuarios finales. El CENACE para este caso será el órgano encargado de asignar las responsabilidades a todos aquellos que utilicen la Red Nacional de



Transmisión, y así cumplir con garantizar el correcto mantenimiento y funcionamiento, evitando, con ello, que se presenten fallas eléctricas.

Con la nueva Ley de la Industria Eléctrica, se abrieron a la iniciativa privada las actividades de generación y comercialización de la energía eléctrica. La generación, transmisión, distribución y comercialización se deberán realizar de manera independiente, es decir, separando legal y estructuralmente cada actividad, para evitar que exista competencia desleal. El servicio de suministro básico también será separado de las actividades anteriores, y, todo ello será supervisados por la Secretaría de energía y la Comisión Federal de Competencia Económica; se debe considerar, cuando exista el caso de que los generadores y comercializadores (intermediarios entre los generadores y los clientes a través del MEM), pertenezcan a un mismo grupo, se les permitirá realizar transacciones entre ellos, las que deberán sujetarse a los reglas que les imponga la CRE; también podrá exigirles que tengan una separación contable y operativa de los integrantes de la industria. Las conexiones o interconexiones de las centrales eléctricas a los centros de carga, no deberá existir discriminación contra solicitantes que pidan el acceso a la Red Nacional de Transmisión, o cuando no se ofrezca la totalidad de las capacidades disponibles de las centrales eléctricas a precios basados en sus costos de generación, o si entre miembros de la industria eléctrica se transfieren recursos de manera ilegal, o cuando no se cumplan con las resoluciones administrativas de la Secretaría de Energía, el CENACE hará las separaciones legales correspondientes.

Deberá existir una restricción de información entre el CENACE y los participantes del MEM, transportistas, distribuidores, o cualquiera que tuviera alguna participación en el sector eléctrico, con el objetivo de evitar la competencia desleal o actos de corrupción, y, la CRE será la entidad encargada de la restricción de dicha información; esta última también estará encargada de otorgar los permisos de generación de energía eléctrica, sobre todo cuando dicha generación sea igual o mayor a 0.5 MW, así también será encargada de otorgar los permisos para la importación de energía eléctrica, también se tendrá en cuenta a los generadores exentos de permiso para generar energía eléctrica, este tipo de generadores solo pueden vender su energía eléctrica a través de un suministrador (comercializador que tiene un permiso para ofrecer el suministro eléctrico a los usuarios de suministro básico o lo ofrece al MEM), o dedicar su producción al abasto aislado (generar o importar energía eléctrica para satisfacer necesidades propias sin conectarse al Sistema Eléctrico Nacional), para este caso la CRE será la entidad en verificar la legalidad y los criterios de dichos contratos; sin embargo, cuando éstos desean vender sus excedentes de producción como generadores exentos o simplemente generadores, necesitaran el permiso de la CRE.



Por otro lado, los centros de carga que satisfagan sus necesidades eléctricas mediante el abasto aislado se podrán conectar a la Red Nacional de Transmisión para comprar energía eléctrica adquiriendo el suministro básico (suministro que se sujeta a la regulación tarifaria y estará fuera del MEM), suministro eléctrico obtenido de un suministrador calificado (aquel que cuenta con permiso de la CRE para vender energía eléctrica obtenida del MEM) o participar directamente en el MEM.

Para el caso de todas las centrales eléctricas, cualquiera que esta sea su función, que se encuentren conectadas a la Red Nacional de Transmisión, en casos de emergencia o cuando se encuentre en peligro el Sistema Eléctrico Nacional, deberán suministrar energía eléctrica dependiendo de las instrucciones que ordene el CENACE, recibirán una contraprestación por sus servicios prestados durante la emergencia.

Para poder comercializar la energía eléctrica se deberá hacer contrato al Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, donde la CRE aportará las condiciones generales para ejercer tal actividad, debiendo pagar las tarifas que se establezcan en el contrato; esto es independiente al MEM y otras formas de comercialización de energía eléctrica.

La Secretaria de Energía podrá hacer contratos con el sector privado, con el objetivo de dar mantenimiento, expandir y operar correctamente la infraestructura del Servicio Público de Transmisión y Distribución, sin que el Estado pierda la responsabilidad de la prestación de dicho servicio; en este aspecto el sector privado no podrá comercializarlo, el Estado seguirá manteniendo el control sobre la comercialización de los servicios de interconexión a la Red Nacional de Transmisión. Para cualquiera que pida ser conectado al Red Nacional de Transmisión, podrá ser conectado cuando esto sea técnicamente posible, siendo dicha red solamente el medio de transporte de energía eléctrica que se comercialice en el Mercado Eléctrico Mayorista o por el servicio de suministro básico.

En el caso de las interconexiones y conexiones, el CENACE estará encargado de definir las especificaciones técnicas, características específicas de la infraestructura requerida para la conexión o interconexión. Todo ello es fundamental para el libre paso de la energía eléctrica comercializada. Los permisos de generación no tendrán nada que ver con los contratos de interconexión y no tendrán influencia para poder recibir el servicio de conexión o interconexión. Cuando no exista la posibilidad de interconectar las instalaciones del solicitante del servicio, este podrá realizar, bajo su propio costo, las obras necesarias para instalar la infraestructura requerida, también podrá pedir al CENACE que incluya obras específicas en los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de



Transmisión, siempre y cuando aporte un beneficio al Sistema Eléctrico Nacional, todo ello evaluado por la CRE.

Un aspecto muy importante incluido en la nueva Ley de la Industria Eléctrica, es la que habla sobre la medición de la energía eléctrica comercializada, en este caso existirán dos formas es que se llevará a cabo: la primera de ellas, para el caso de los generadores y usuarios que se encuentren dentro del MEM, será mediante las tecnologías y metodología que quieran implementar los participantes, siempre que sea justo y legal; la segunda forma, es el caso de los generadores y usuarios que estén incluidos en el servicio público, lo cual será con la tecnología y metodología que exija la CRE.

Toda la información respecto a los datos de medición debe ser compartida a los comercializadores que representen a los generadores involucrados. Los costos del transporte de energía eléctrica a través del Sistema Eléctrico Nacional serán independientes a los costos de generación de los diversos generadores. Las tarifas del transporte de energía eléctrica se establecerán con el CENACE, bajo los modelos que la CRE autorice. Para el caso de las redes particulares, el transporte de energía eléctrica será supervisado por la CRE. Los permisos de generación de energía eléctrica deberán contemplar el financiamiento, instalación, mantenimiento, operación, ampliación, modernización, vigilancia y conservación de las redes particulares que se necesiten para transportar la energía eléctrica a la Red Nacional de Transmisión; estas redes particulares no podrán formar parte de la Red Nacional de Transmisión, manteniéndose de manera independiente.

En el caso de los suministradores de energía eléctrica, que serían los intermediarios entre las centrales eléctricas que representan y los centros de carga, la CRE será la que les otorgue el permiso para realizar sus actividades apegándose a lo que surja del MEM. En el caso del suministro básico, la CRE establecerá los requisitos que deban cumplirse. Solo la venta de energía eléctrica de un usuario final a otro, cuando se realice dentro de sus propias instalaciones, no requiere de permiso.

Todas las centrales eléctricas y la demanda controlada (aquella que los usuarios finales pueden reducir), deberán respetar las instrucciones del CENACE, para esto los suministradores deberán notificar al CENACE sobre las capacidades y necesidades de las centrales eléctricas y los centros de carga que representen. Cuando los usuarios de suministro básico quieran reducir su demanda para ahorrar en sus costos, la CRE será la encargada de hacer las modificaciones en sus contratos, siguiendo sus propias metodologías para aplicar las contraprestaciones que se puedan aplicar, también será la encargada de establecer los montos



mínimos en los contratos de cobertura eléctrica que los suministradores deberán celebrar, para los centros de carga que representen.

Los suministradores de servicios básicos celebrarán sus contratos de cobertura eléctrica a través de subastas que lleve a cabo el CENACE, sin embargo, los términos y condiciones de estos, los establecerá la CRE, así como los requisitos que deberán cumplir los suministradores y usuarios calificados, y sobre los instrumentos de medición que se estén empleando, ya que deberán coincidir en lo que es la producción en las centrales eléctricas y el consumo en los centros de carga representados por el suministrador. Cuando los suministradores de servicios básicos no cumplan con sus obligaciones, la Secretaría de Energía será la que intervenga, la cual podrá determinar que los activos, derechos y obligaciones del suministrador sean transferidos a otro, esto es, para evitar que se interrumpa el suministro eléctrico cuando se lleve a cabo la transición las empresas productivas del estado y suministradores (que hasta ahora es CFE) serán las que suministren el servicio básico hasta que finalice transición.

Cuando los suministradores de servicios calificados (intermediario que representa centrales eléctricas y centros de carga en el Mercado Eléctrico Mayorista), no cumplan con sus obligaciones de pago o dejen de prestar servicios a un generador o usuario calificado, sin que estos hayan elegido a otro suministrador y no exista alguna causa justificada, será donde entre en operación un suministrador de último recurso (intermediario que ofrece los servicios de cobertura eléctrica a precios máximos a usuarios calificados, por un tiempo limitado), que comprará la producción de los generadores para dar el suministro a los usuarios calificados afectados, hasta que éstos encuentren a otro suministrador para contratar sus servicios; todo ello será ordenado y coordinado por la CRE; las tarifas máximas y precios máximos de los suministradores serán determinadas por la CRE; de tal forma que, los suministradores de último recurso no tendrán contacto con los usuarios de suministro básico. Todos los usuarios calificados deberán estar registrados en la CRE y sus centros de carga deberán cumplir con los niveles de consumo que fije la Secretaría de Energía y se mantendrán separados de los usuarios de servicio básico. El registro de los usuarios calificados no podrá ser cancelado hasta que hayan transcurrido tres años, dando aviso previo, con un año de antelación ante la CRE; pero cuando estos usuarios salgan del registro tendrán que esperar como mínimo otros tres años para volver a entrar en el registro de usuarios calificados. No se podrán dividir centros de carga con la finalidad de evadir niveles de consumo; si se incurre en ello, la Secretaría de Energía será la que revise el caso y la CRE podrá autorizar la división.

En la nueva Ley, se contempla que los pequeños sistemas eléctricos, serán aquellos que se utilicen para suministrar energía eléctrica al público en general y no



se encuentren conectados a la Red Nacional de Transmisión, se establecen esquemas especiales para su operación; teniendo el control operativo de estos pequeños sistemas eléctricos el CENACE, donde se podrán celebrar contratos con terceros para la realización de sus actividades, con la autorización de la Secretaría de Energía, esto quiere decir, que el gobierno todavía mantendrá el control operativo de los pequeños centros de carga.

No se requerirá permiso de la CRE para que la generación distribuida se encuentre permanentemente conectada a la Red Nacional de Transmisión, así como también, de que esta central eléctrica se encuentre conectada a una alta concentración de centros de carga. Las redes generales de distribución seguirán estando en manos de las empresas del Estado y servirá para realizar las interconexiones de la generación distribuida. Las condiciones generales para la prestación del suministro eléctrico por este tipo de generación y poder ser comercializada por medio de las subastas del CENACE, serán aprobadas por la CRE. En el caso de la generación limpia distribuida se podrá dar facilidad de créditos fomentados por la Secretaría de Energía y la CRE, con el objetivo de expandir por el país las centrales eléctricas de la generación limpia distribuida.

Los terrenos que se requieran para la generación de energía eléctrica, así como para su transmisión y distribución serán expropiados por el estado, dando a sus propietarios una remuneración justa por el uso de estos, dependiendo del tipo de propiedades de que trate.

La inversión por parte de la iniciativa privada en el desarrollo de la industria eléctrica, será fomentada por la Secretaría de Economía con la opinión de la Secretaría de Energía, con ello se supone que se tendrá un mayor desarrollo en la industria, ya que, se tendrá que atender todas las necesidades de demanda eléctrica de esta. En el caso de que se necesite energía que los generadores que sean parte de la iniciativa privada no puedan cubrir, las empresas del Estado deberán cubrir la demanda faltante mediante el empleo de sus propias centrales eléctricas; esto solo ocurrirá en casos especiales, ya que el abastecimiento eléctrico se llevara a cabo por suministradores de servicios básicos a través de las subastas del CENACE, o de la oferta de suministradores que se hagan en el Mercado Eléctrico Mayorista; también se promoverá la participación directa de empresas mexicanas y extranjeras, así como, que puedan asociarse entre ellas con el objetivo de una mayor competitividad; se contempla que existirán apoyos a empresas nacionales que sean proveedores de implementos y servicios necesarios para la industria eléctrica y facilitar el libre paso de tecnología y conocimiento.

En el caso del funcionamiento del MEM que estará a cargo del CENACE, todos los participantes de este podrán realizar las transacciones permitidas por el



CENACE, en lo referente a la energía eléctrica, potencia o cualquier otro producto que se requiera para satisfacer la demanda eléctrica, certificados de energías limpias, derechos de cobro y penalizaciones que se requieran para el eficiente funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional. Los costos de las transacciones que se realicen en el Mercado Eléctrico Mayorista, serán calculados por el CENACE basándose en las ofertas que reciba, éstas establecerán los requisitos mínimos para poder participar en este mercado, también el CENACE será el encargado de resolver las controversias que se presenten y establecer los derechos y obligaciones de los participantes. La CRE y el CENACE podrán aportar reglas de mercado de manera inmediata, pero estos organismos podrán recibir opiniones de los participantes del mercado, pero la última palabra la tendrán la CRE y el CENACE.

Los generadores, comercializadores y usuarios calificados podrán participar en el Mercado Eléctrico Mayorista con la previa celebración del contrato de participante del mercado con el CENACE y la presentación de la garantía que corresponde. Terminado dicho contrato, el CENACE aplicará el importe de la garantía depositada por el participante para el pago de los servicios pendientes de liquidación y de las multas que correspondan y devolverán el remanente al participante del mercado; de esta manera se podrán evitar conflictos por falta de pagos. Los participantes del mercado también deberán notificar al CENACE de cada central eléctrica y cada centro de carga que representen o que pretenden representar en el MEM. Los términos y condiciones generales de los convenios y contratos que celebre el CENACE con los participantes del mercado se sujetarán a la previa autorización de la CRE. Los costos que no se encuentren incluidos o formen parte del Mercado Eléctrico Mayorista, como los costos por transporte, distribución conexión e interconexión de la energía eléctrica, serán cobrados por el CENACE y este se hará cargo de como deberán ser manejados, de acuerdo a las tarifas que este imponga. Los pagos efectuados entre el CENACE y los participantes del mercado se mantendrán en un balance, con excepción del ingreso por el cobro de tarifas reguladas que percibirá el CENACE para cubrir sus costos operativos y de los pagos que el CENACE procese entre los participantes del mercado y terceros. El CENACE establecerá cuentas de ingresos residuales a fin de mantener dicho balance entre periodos; para que esto sea posible, los representantes de las centrales eléctricas deberán ofrecer la totalidad de su capacidad al Mercado Eléctrico Mayorista, como también los representantes de la demanda controlable que se encuentre en este mercado, deberán ofrecer la totalidad de la capacidad de su demanda; se podrán modificar las ofertas, solo cuando el CENACE lo permita; ya que, las ofertas deberán estar basadas en los costos de operación de las centrales eléctricas y la demanda controlable podrá ser menor a esos costos; pero las ofertas de la demanda controlable se sujetarán a un límite que establezca el CENACE, con el fin de mantener un control y coordinación entre oferta y demanda, por ello existirá una



relación entre la oferta disponible y las ofertas de demanda; de esta manera se supone que habrá competencia y todos recibirán las mejores retribuciones posibles.

La asignación y salida de operación de centrales eléctricas será determinada por el CENACE, para la demanda controlable y los programas de importación y exportación, dicha asignación y salida de operación será ejecutada de manera independiente a la propiedad o representación de las centrales eléctricas, demanda controlable u ofertas de importación y exportación, con el objetivo del correcto funcionamiento de Sistema Eléctrico Nacional. Todos los participantes del mercado que cometan actos serios de corrupción o atenten contra la libre competencia serán suspendidos por el CENACE y no podrá existir la intervención de cualquier otra autoridad, hasta que regularicen sus actividades y paguen las sanciones correspondientes. Se tiene una participación abierta en el área de la comercialización eléctrica, por lo tanto se debe tener mucho cuidado con todos los casos de corrupción que puedan presentarse, ya que es un área muy vulnerable.

En el caso de las limitaciones que las diversas centrales eléctricas tengan para satisfacer la demanda controlable, y que se encuentren dentro del MEM, sus representantes tendrán que declarar previamente al CENACE los límites sobre la energía total que podrán producir, ya sea por cuestiones hidrológicas, ambientales o el suministros de combustibles, entre otras; con ello el CENACE se podrá coordinar con las autoridades competentes, los participantes del mercado, la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales, la Comisión Nacional de Agua y Centro Nacional de Control del Gas Natural, para establecer mecanismos de intercambio de información para facilitar la operación de la industria eléctrica, con ello se podrán evitar percances que interrumpan el suministro eléctrico.

La CRE tendrá acceso abierto a información relativa a los costos y capacidades de cada central eléctrica, como también a las capacidades de la demanda controlable, que se encuentren ofertando en el MEM, con el objetivo de que los datos sean consistentes con las operaciones que se encuentren en el mercado y no haya inconsistencias; presentándose inconsistencias en los costos y capacidades, la CRE realizará las correcciones a los parámetros registrados y las ofertas basadas en ellos, y el CENACE rectificará la facturación correspondiente; si la facturación llegara a requerir una devolución de ingresos o el pago de nuevos costos, serán operaciones que procederán sin que se afecte la aplicación de las sanciones correspondientes y será totalmente prohibido que se realicen acciones o transacciones que afecten el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista o distorsione sus resultados; en el momento que este tipo de conductas sean descubiertas la CRE y el CENACE rectificarán la facturación correspondiente, con el objetivo de revertir las consecuencias de las transacciones identificadas, además se emitirán sanciones por este tipo de conductas y en casos graves, la CRE



restringirá o suspenderá la participación del infractor en el MEM, dependiendo de los resultados arrojados por expertos independientes o un comité de investigación constituido por individuos colegiados y expertos en su área, ya que las actividades de vigilancia de la operación del Mercado Eléctrico Mayorista, no las puede realizar nadie que esté relacionado con éste u obtenga ganancias del mismo.

En el Mercado Eléctrico Mayorista se permitirá un acceso abierto a cualquier generador, comercializador y usuario, que desee obtener los mejores precios de la energía eléctrica; se tendrá un riesgo muy evidente de prácticas monopólicas, entre las que se encuentran cualquier convenio, arreglo o coordinación entre todos aquellos que tengan una participación dentro del MEM; en el momento que la CRE, el CENACE o cualquiera detecte dichas prácticas, tendrá la obligación de informar a la Comisión Federal de Competencia Económica y esta deberá proceder conforme a sus facultades, como también, cuando se detecte que no existen condiciones para la competencia en algún mercado y no exista intervención directa o indirecta de alguno de los participantes del mercado, la Comisión Federal de Competencia Económica deberá realizar un análisis correspondiente y tomará directamente las medidas necesarias para establecer condiciones de libre competencia, teniendo en cuenta que el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional será totalmente independiente al MEM y quedará a cargo del CENACE, a su vez este será el que decida bajo ciertas condiciones como deberán entrar y salir de operación las centrales eléctricas ubicadas en diferentes regiones del país, de esta manera se asegurará que el Sistema Eléctrico Nacional funcione correctamente y se presenten menos fallas eléctricas que se pueden evitar; por otro lado, los suministradores de servicios básicos deberán prestar el servicio suministro básico a las zonas rurales y urbanas que se encuentren en condiciones económicas deficientes, en los términos, condiciones y bajo tarifas que establecerá la Secretaría de Energía.

Todos los que estén interesados en las energías limpias, deberán adquirir un certificado en donde solo la Secretaría de Energía podrá establecer las condiciones y obligaciones que se deberán seguir para obtenerlos. Los requisitos para adquirir los certificados, se establecerán como una proporción del total de energía eléctrica consumida en los centros de carga, cada trimestre de cada año la Secretaría de Energía establecerá requisitos para los certificados de energías limpias, los cuales serán cumplidos durante los siguientes tres años posteriores, como también, quedará abierta la posibilidad de establecer nuevos requisitos para años posteriores, quedando los requisitos anteriores vigentes, dependiendo de lo que analice la Secretaría de Energía. Los certificados podrán ser negociables, permitiendo contratos de cobertura eléctrica a largo plazo; la Secretaría de Energía establecerá los criterios necesarios para otorgar los certificados, siendo la CRE la que los otorgue y verifique su cumplimiento. Los certificados podrán ser negociados



a través del MEM, con la supervisión de la Secretaría de Energía; con estas medidas, se busca incentivar el uso de las energías limpias, sabiendo que existe un problema con este tipo de energías, ya que no son muy confiables y obtener ganancias por este medio es más difícil que por los medios convencionales, como el uso de combustibles fósiles.

En los casos donde se necesite de potencia para garantizar el correcto funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional, el CENACE realizara subastas para obtener los precios más convenientes, con la autorización de la CRE; se podrá autorizar el retiro de una central eléctrica para evitar daños el Sistema Eléctrico Nacional en caso de exceso de potencia, cuando esto ocurra el generador que represente a dicha central eléctrica estará obligado a ofrecer su potencia en la subasta basada en los términos que establezca la CRE, para ello los costos netos de estos contratos se deberán cubrir por los suministradores o usuarios, que por sus incumplimientos de potencia ocasionaron que surgiera dicha necesidad; esto debe de ser fundamental, ya que la falta o exceso de potencia eléctrica es muy dañina para redes y subestaciones eléctricas que transportan la energía eléctrica a su destino, la falta o exceso de potencia tiene que ser responsabilidad de los usuarios de estas redes. En los casos de emergencia, será la CRE quien deberá anunciar los protocolos que el CENACE gestione, para la contratación de potencia, que para estos casos, no se requerirá de la realización de subastas. En los casos en los que el Sistema Eléctrico Nacional no se encuentre en condiciones para suministrar la totalidad de la demanda eléctrica, se realizaran interrupciones del servicio, para evitar daños al mismo.

En el área de la seguridad y el buen funcionamiento del servicio de transporte de la energía eléctrica, la CRE estará facultada para realizar suspensiones de operaciones, trabajos o servicios, como también, solicitar la intervención de otras autoridades para tomar medidas de seguridad adicionales, dichas medidas estarán vigentes por el tiempo que sea necesario para corregir las deficiencias y anomalías, de esta manera el que el control por parte del Estado en el correcto funcionamiento de la Red Nacional de Transporte seguirá siendo total y se seguirá manejando como un instrumento estratégico del país; por ello, la transmisión, distribución, suministro básico, suministro de último recurso y la operación y control del CENACE, seguirán estando bajo un total control del Estado por medio de la CRE; esta última establecerá las tarifas máximas de los suministradores de último recurso, bajo sus criterios y análisis.

Las empresas productivas del estado seguirán siendo evaluadas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, en cuanto a su rentabilidad y resultados, de esta manera se les permitirá realizar inversiones directas en nuevas obras para el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, como también si llegara a ser necesario



hacer ajustes extraordinarios en los esquemas tarifarios; con ello se pretende mantener económicamente eficiente y redituable el funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional, donde seguirá existiendo una intervención directa de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en la toma de decisiones referentes a las inversiones en la infraestructura eléctrica del país.

Todos los que participen en el MEM se les permitirá conocer por medio del CENACE, todos los modelos utilizados para el cálculo de los precios, las capacidades disponibles de las centrales eléctricas y de los elementos de la Red Nacional de Transmisión que se encuentren dentro de la operación de este mercado, así también, los modelos completos utilizados para el desarrollo de los programas de modernización de la Red Nacional de Transmisión que estén dentro de este mercado.

Los contratos de Autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente, pequeña producción, importación, exportación y usos propios de la energía eléctrica que fueron otorgados bajo la ley anterior, deberán continuar en operación hasta que llegue el vencimiento de los mismos y de esta forma los representantes de las empresas involucradas en dicha situación deberán decidir cómo entrar a las nuevas formas de competir bajo la nueva Ley de la Industria Eléctrica.

Existirá un periodo de reestructuración de la industria eléctrica, donde la CFE y el CENACE, deberán continuar prestando los servicios de generación, transmisión, distribución, comercialización y control operativo del Sistema Eléctrico Nacional. La Secretaría de Energía estará encargada de coordinar la reestructuración de la industria eléctrica, definiendo los plazos del periodo de dicha reestructuración; el comienzo de misma, estará dado por la implantación de las primeras reglas dentro del mercado eléctrico, que por única ocasión, las establecerá la Secretaría de Energía; donde se incluirán las bases del mercado eléctrico y sus disposiciones operativas, como también dicha secretaria será la encargada de interpretar la nueva ley para efectos administrativos en lo que dure el periodo de reestructuración, declarando la entrada en operación del MEM.

La CFE deberá enfrentarse a un proceso de separación legal, contable y operativa, para que pueda entrar en operación la Ley de la Industria Eléctrica; donde la Secretaría de Energía y la CRE serán las encargadas de realizar y verificar este proceso, con ello se termina con la existencia de la CFE y surgirán las empresas del Estado, para participar en los trabajos y facultades que ordenen la Secretaría de Energía y la CRE; este proceso será muy difícil para todos aquellos que se encuentren trabajando dentro de esta empresa productiva del Estado, sin embargo está planteado en la nueva ley que deberá llevarse a cabo una liquidación total de dicha empresa.ⁱⁱ



4.3 Reglamento Eléctrico

En México en el área de la Industria Eléctrica Nacional, las leyes que se emiten siempre se acompañan de sus respectivos reglamentos, que son instrumentos del Estado para regular el funcionamiento de sus sectores estratégicos. Para este caso después de se incluirán a continuación algunos fragmentos del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, como también del nuevo Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica; el primero publicado en el DOF el 31 de mayo de 1993 y el segundo a través del mismo medio el 31 de Octubre de 2014; de esta forma se analizara las diferencias entre ambos y las implicaciones que tendrán dentro de la Industria Eléctrica Nacional.

4.3.1 Reglamento Eléctrico antes del 2014

El Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica fue publicado en el mandato del expresidente Carlos Salina de Gortari el 30 de mayo de 1993, con la finalidad de regular la participación privada dentro del sector eléctrico, ya que la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica había sido reformada y se necesitaba un nuevo reglamento, por lo tanto fue abrogado el reglamento anterior.

En el reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, las entidades gubernamentales como la Secretaria de Energía, con la participación de la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, eran las encargadas de tomar las medidas necesarias para realizar la racionalización de la energía eléctrica. La CFE como única empresa del estado con capacidad de generar energía eléctrica y la única con autorización para transmitir, distribuir y comercializar dicha energía, bajo el control de la Secretaria de Energía, en las condiciones de poder realizar diversos proyectos, como obras de desarrollo y cualquier modificación a sus programas de operación.

En el caso de la importación o exportación de la energía eléctrica, la CFE era la única empresa productiva del Estado que gestionaba las autorizaciones para poder realizar estas actividades; así como también, el intercambio de energía eléctrica con prestadores del servicio de energía eléctrica de otros países, mediante celebración de convenios; sobre este tipo de actividades la CFE debía hacer un informe mensual a la Secretaria de Energía sobre la cantidad de energía generada, importada, comprada y vendida.

Las tarifas eléctricas se encontraban bajo un total control por parte del Estado, ya que la Secretaria de Hacienda y Crédito Público con la participación de la CFE, la Secretaria de Energía y la Secretaria de Economía eran las encargadas de analizar cómo debían fijarse todo tipo de tarifas eléctricas, así como su ajuste, modificación o reestructuración.



La CFE generaba un documento conocido como “Documento de Prospectiva”, dentro de este documento se incluían las capacidades de generación y transmisión existentes; como también, la rehabilitación, modernización, sustitución o interconexión de la capacidad de generación y transmisión que se considerasen necesarias para el desarrollo de la Industria Eléctrica Nacional. Dentro del documento también se evaluaba la posibilidad de sustituir la generación por parte de CFE por la de la iniciativa privada, según sean las necesidades de dicha industria.

Se consideraban que algunas actividades no eran parte del servicio público, por lo tanto se permitía a la iniciativa privada participar en ellas, estas eran: la generación de energía eléctrica para su venta a la CFE, generación que debe ser consumida por los mismos particulares sin rebasar el 1 MW, su uso en emergencias derivadas de interrupciones eléctricas, su exportación e importación para el uso exclusivo de los propios importadores; para la realización de las actividades anteriores, se tenía permitido realizar convenios con la CFE para la prestación de servicios de transmisión de energía eléctrica con sus respectivas tarifas, pero dichos permisos estaban sujetos a la aprobación de Secretaría de Energía.

La CFE era la única empresa productiva del Estado, con la facultad de realizar proyectos de generación de energía eléctrica, cuando se trataba de la construcción y operación de una planta nuclear, ya que se consideraba necesario que el Estado tuviera un total control en la operación y manejo de una gran cantidad de material radioactivo y se veían involucradas otras secretarías del Estado.

La Secretaría de Energía era la que se encargaba de autorizar la construcción de centrales eléctricas que fueran propiedad de la iniciativa privada, teniendo en cuenta un análisis, para evaluar si la construcción de dichas centrales eléctricas serían la opción más económica, para que CFE cumpliera con el suministro eléctrico; para este tipo de proyectos los interesados, después del aviso de la Secretaría de Energía, tenían un periodo de tiempo para presentar sus soluciones, después de este plazo si no se presentaba alguna solución por parte de la iniciativa privada, la CFE se tendría que hacerse cargo de la construcción de la nueva central eléctrica. Cuando algún proyecto que originalmente estaba a cargo de la CFE, pero no se tengan los recursos suficientes por parte de esta; se hacía una convocatoria a la iniciativa privada para que esta se hiciera cargo del proyecto, ya sea en la mera construcción de la central eléctrica, o en la construcción y su operación posterior, dependiendo de las circunstancias y la opinión que de la CFE.

La Secretaría de Energía con la participación de la CFE, realizaban una comparación de costos a corto y largo plazo, que resultaban de la generación de energía eléctrica por parte de la CFE y de los privados; todo esto era publicado por



la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Esta metodología tenía como objetivo analizar que tanto convenía al país la participación privada en la generación de energía eléctrica, como también, si se permitiría la realización de más proyectos a cargo de la iniciativa privada.

Todos los proyectos de generación de energía eléctrica que autorizaba la Secretaría de Energía, por lo general tenían una duración indefinida, con la excepción de proyectos a cargo de los Productores Independientes de Energía, que solo podían tener una vigencia máxima de treinta años; obviamente todos los privados tenían que cumplir con las normas oficiales mexicanas, además asumir los riesgos en el aspecto de seguridad y cumplimiento con la capacidad de la demanda que quedaba a su cargo. El autoabastecimiento de energía eléctrica que no excedía el 0.5 MW y las plantas eléctricas destinadas exclusivamente al uso propio en casos de emergencias, derivadas de interrupciones eléctricas en el servicio público; no requerían de permisos por parte de la Secretaría de Energía.

Cuando a los Productores Independientes de Energía se les otorgaban el permiso para generar energía eléctrica para su venta exclusiva a la CFE, no podrán comercializar bajo ninguna circunstancia la energía eléctrica producida a otro que no fuera esta, ya que esta actividad quedaba bajo la exclusividad del Estado; en el caso del autoconsumo el exceso de energía eléctrica producida debía ser aportado a la CFE y esta a su vez tenía que dar una contraprestación al productor de dicha energía. Para cualquier productor de energía eléctrica, quedaba bajo su total responsabilidad la seguridad de sus instalaciones y el compromiso de cubrir la demanda a la que este se haya comprometido a cubrir, por lo tanto estos asuntos dejan de ser responsabilidad del Estado.

Cuando llegaba el vencimiento de un permiso de generación de energía eléctrica, la Secretaría de Energía podía otorgar otro, pero quedaba a su criterio si el solicitante de la renovación del permiso había cumplido con sus obligaciones, cuando tenía vigencia el permiso anterior; solo la Secretaría de Energía era la responsable de hacer estas evaluaciones con los reportes entregados por la CFE y decidir si el solicitante podría recibir otro permiso; todos los tramites debían realizarse antes de la fecha de vencimiento de dicho permiso. Los permisos otorgados por la Secretaría de Energía podían transferirse pero con la previa aprobación de la misma.

Para el caso de la energía eléctrica generada para ser consumida por el mismo generador, se tenían dos opciones: el autoconsumo y la cogeneración; la primera era cuando la totalidad de la energía eléctrica producida se consumía por el mismo o los mismos que la producían; la segunda cuando a través de un proceso necesario para el funcionamiento y operación de alguna industria, la energía térmica sobrante



se pueda aprovechar para generar energía eléctrica para el autoconsumo. En ambos procesos se debía aportar el excedente de energía eléctrica a la CFE y se otorgaba una contraprestación por dicha energía.

La producción independiente de energía, era la generación de energía eléctrica que provenía de una planta con una capacidad mayor a 30 MW, dicha energía tenía que ser destinada en su totalidad a la CFE o a la exportación. En el caso de la producción independiente de energía destinada a su venta exclusiva a la CFE, el proyecto correspondiente debía estar incluido en el programa de ampliación de generación de energía eléctrica de la Secretaría de Energía, de esta manera quedaba contemplado cuanta energía se necesitaba y la que el solicitante del permiso podía aportar, teniendo un cierto control por parte del Estado de ésta área de la industria eléctrica; los permisos correspondientes solo eran aplicables a para sus centrales eléctricas, por ello un permiso no podía representar a dos centrales eléctricas o más; por otro lado, cuando la energía eléctrica generada era menor a los 30 MW, pasa a ser parte de la pequeña producción de energía eléctrica destinada a la venta exclusiva a la CFE, en el área que determinaba la Secretaría de Energía, o también para la exportación de dicha energía eléctrica. En el caso del abastecimiento de comunidades rurales o áreas aisladas, no se podía superar 1 MW; cuando existían varios proyectos, el conjunto de los mismos en un área determinada, no podían superar los límites antes mencionados. Generalmente la pequeña producción para el autoabastecimiento, era el resultado de cómo particulares cubrían sus necesidades de energía eléctrica, en alguna zona del país donde el Estado no podía satisfacerlas a través de la CFE, por ello se permitía la generación de energía eléctrica respetando los límites ya mencionados; para los casos de comunidades rurales se permitía formar cooperativas para generar y consumir su propia energía eléctrica.

Cuando la Secretaría de Energía extendía permisos para la exportación de energía eléctrica en cualquiera de sus modalidades, toda la energía eléctrica debía ser exportada. En el caso de la importación, toda la energía eléctrica debía ser consumida por los mismos importadores y bajo ningún concepto podía ser revendida en el territorio nacional. Toda la energía eléctrica que se importe quedaba sujeta al pago de aranceles fijados por el estado a través de sus diversas dependencias, evitando la competencia desleal por parte de productores de energía eléctrica en el extranjero, dicha energía que debía ser transportada por las propias instalaciones de los importadores y bajo sus responsabilidades.

Cuando la Secretaría de Energía con los reportes que extendía la CFE, determinaba que el costo de la energía eléctrica de las centrales de la CFE era mayor a la que generaban los productores independientes de energía, dicha secretaria podía dar la instrucción a la CFE para destinar una mayor demanda a los



productores privados, éste tipo de decisiones se tomaban para que el Estado tenga un ahorro en sus finanzas; esto nunca se aplicaba, ya que los productores independientes siempre vendían el total de su capacidad a la CFE, dando como consecuencia la detención de la producción de energía eléctrica de las centrales eléctricas de propiedad de la CFE; es aquí donde se observa una contradicción en la ley, debido a que en el momento en que CFE ordenara el paro de las instalaciones de los Productores Independientes de Energía, la misma CFE debía cubrir los costos por capacidad de generación; por ello siempre será más conveniente que dichos productores se encuentren generando y vendiendo energía eléctrica a CFE de manera constante.

Para los proyectos de generación de energía eléctrica de los Productores Independientes de Energía, se decidían mediante la oferta de propuestas por parte de los interesados que respondían ante las licitaciones hechas por parte de la Secretaria de Energía; estas licitaciones eran parte de los programas de expansión de la industria eléctrica, que determinaba el Estado a través de la misma secretaria, éste tipo de licitaciones pretendían procurar una libre competencia y acceso a los que participantes, éstos debían poseer con anterioridad el permiso de la Secretaria de Energía, en el caso de no ser así, podían iniciar el trámite mientras se encontraban participando dentro de la licitación; en el caso de que dentro de este proceso se llegara a detectar que existía comunicación entre los participantes con el objetivo de elevar los precios del proyectos, sus propuestas eran desechadas y en un caso extremo donde todos los participantes eran descubiertos en este tipo de conductas, la licitación era cancelada, por lo que la Secretaria de Energía se haría cargo de desarrollar directamente el proyecto.

El pago por parte de la CFE a los Productores Independiente de Energía, se hacía por el concepto de capacidad de generación y su factor de disponibilidad; esto quiere decir, que la asignación de las centrales eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional, fueran de CFE o de Productores Independientes de Energía, por motivos de seguridad o de conveniencia de la CFE, era totalmente independiente al contrato que se tenía con dichos productores; éstos últimos recibían sus remuneraciones por parte de CFE, basadas en la capacidad de generación que tuvieran y por su disponibilidad para generarla; estuvieran aportando energía eléctrica a la CFE o no, esto ocasionó que prácticamente toda la energía eléctrica que podían generar los Productores Independientes de Energía, siempre fuera comprada por la CFE, debido a que siempre se debía pagar por capacidad y no por cantidad de energía generada. La coordinación de la entrada y salida de las distintas centrales eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional era hecha por el CENACE.

La asignación de las diversas centrales eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional, se determinaba por un análisis que la CFE y el CENACE efectuaban conjuntamente,



con el objetivo de mantener los costos de producción de energía eléctrica lo más bajos posibles; contemplando todos los factores, que a largo y corto plazo intervienen en dichos costos; ésta actividad debía realizarse cada mes para evitar problemas en el abastecimiento eléctrico, ya que en ciertos casos la CFE podía decidir no pagar por la capacidad de energía eléctrica de los Productores Independientes de Energía, si sus costos de producción se veían muy elevados como resultado de un aumento en los costos de los combustibles; solo por esta circunstancia la CFE podía negarse a pagar la capacidad de dichos productores, para esto, éstos últimos debían notificar a la CFE el costo de su capacidad basada en sus costos de operación cinco días antes de cada mes. Cada día la CFE entregara, con quince horas de anterioridad, el programa de como deberán hacer sus aportaciones de energía eléctrica al Sistema Eléctrico Nacional, para que este funcione con la mejor eficiencia posible.

El servicio de transporte de energía eléctrica a través de las redes eléctricas de CFE, se consideraba independiente a los contratos de los Productores Independientes de Energía con la empresa productiva del Estado, éste servicio estaba sujeto a la disponibilidad del Sistema Eléctrico Nacional para transportar un excedente de energía, de manera que se le asignaba el servicio al primero que lo solicite, siendo que sea técnicamente factible; los costos de este tipo de servicio eran calculados por la misma CFE y esta notificaba de estos a los que estuvieran interesados.

En el caso que un Productor Independiente de Energía necesitaba de energía eléctrica, la CFE podía proveerlo siempre que sea técnicamente factible, esto se efectuaba con el contrato de suministro respectivo, siendo independiente al contrato de capacidad de energía eléctrica que este productor tuviera con la CFE.

El reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica nos aporta la información sobre lo que se tenía permitido realizar por parte de la iniciativa privada en el sector eléctrico, donde todavía el Estado tenía en sus manos el control de la comercialización de la energía eléctrica; de hecho parece que al modificarse la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en 1993, se estaba preparando una apertura más intensa en el sector eléctrico para la iniciativa privada, que culmina con la creación de la nueva Ley de la Industria Eléctrica publicada en el 2014 y su respectivo reglamento en 2015, en donde ya casi no se presentan restricciones por parte del Estado en la generación y comercialización de la energía eléctrica.ⁱⁱⁱ



4.3.2 Reglamento Eléctrico Después del 2015

El Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, publicado por el DOF el 31 de octubre de 2015, en el mandato del presidente Lic. Enrique Peña Nieto, marco la abrogación del reglamento anterior, reglamentando los nuevos cambios de la nueva ley, tan importantes en el sector eléctrico, ya que marcan la transformación de prácticamente todo el sector eléctrico.

En este nuevo reglamento se encuentra más que nada la participación de tres autoridades del Estado, con la facultad de realizar operaciones, intervención directa o indirecta, observaciones, autorización de proyectos, entre otras actividades dentro de la Industria Eléctrica Nacional; éstas autoridades serán la Secretaría de Energía, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Realmente el comportamiento de estas autoridades será el de árbitros y reguladores en las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica de la iniciativa privada.

Dentro de este nuevo esquema, se plantea que toda entidad pública o privada que requiera de suministro eléctrico, será considerada como un usuario más, de manera que este usuario deberá decidir qué tipo de servicio eléctrico necesita, tomando en cuenta con qué suministradores recibirá un mejor servicio; ya sea con las empresas productivas del Estado a través de tarifas reguladas, o mediante la compra de energía eléctrica a través del MEM. En el caso de los servicios de transporte de energía eléctrica a través de la Red Nacional de Transmisión, se deberán realizar a través de tarifas reguladas por el Estado, ya que esta parte de la industria eléctrica seguirá bajo el control del mismo, por parte de la Secretaría de Energía y el CENACE.

Las entidades públicas del Estado, las cuales estarán a cargo de coordinar y dirigir el desarrollo de la Industria Eléctrica Nacional serán tres: la Secretaría de Energía, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), con ello se pretende dirigir el desarrollo de esta industria; se deberán tomar en cuenta varios factores, entre los más importantes es el crecimiento de la demanda eléctrica, que seguirá siendo responsabilidad del Estado, en el caso de administrar los medios necesarios para cubrirla; otro lado sería el abastecimiento de insumos necesarios para la generación de energía eléctrica, como la disponibilidad y costos de combustibles, y fomentar la generación de energía eléctrica a través de energías limpias. Las industrias privadas que participen en la expansión de la Red Nacional de Transmisión, no podrán estar participando en el MEM, como tampoco tener convenios con empresas relacionadas con dicho mercado; con ello se espera evitar actos de corrupción que lleven a una competencia desleal. Los programas de expansión de la Red Nacional de



Transmisión se elaboran cada año, tomando en cuenta la instalación y puesta en operación de nuevas centrales eléctricas, con ello las nuevas redes eléctricas deberán tener la capacidad de soportar toda la energía eléctrica que se transmitirá a través de ellas.

Debido a que en ciertas circunstancias el Sistema Eléctrico Nacional necesita una mayor potencia para evitar fallas eléctricas como el caso de los apagones, el CENACE realizara subastas de potencia eléctrica bajo las bases de la CRE, dentro de dichas subastas no se tendrán restricciones sobre la tecnología que aporte la mejor solución, por otro lado, las bases del mercado que regirán la operación del MEM serán emitidas por la CRE, con posibilidades de sufrir modificaciones a consideración de la comisión. Dentro de las subastas de potencia eléctrica, se tomaran en cuenta: la cantidad de potencia eléctrica que se subastara, las especificaciones técnicas y económicas de la propuesta, como también como serán evaluados los participantes, el modelo del contrato y los plazos de las etapas del procedimiento de la subasta; además los participantes de la subasta tendrán noventa días para presentar sus propuestas ante el CENACE, y finalmente éste último decidirá cuál es la mejor opción. Con ello se garantiza la abierta participación de todos los interesados en dicho proceso.

En el caso de las convocatorias que realice la Secretaria de Energía para la participación de la iniciativa privada en el programa de ampliación de la Red Nacional de Transmisión será totalmente independiente a las subastas del CENACE por potencia eléctrica, como también a las actividades del MEM; por ello las empresas interesadas en procesos de ampliación o modernización de la Red Nacional de Transmisión, no pueden tener ninguna relación con participantes de dicho mercado, para evitar actos de corrupción.

En el caso de la generación de energía eléctrica por parte de la iniciativa privada, la CRE será la que pueda autorizar permisos para los casos de representantes de centrales eléctricas que tengan una participación en el MEM o que tengan una generación mayor a 0.5 MW de capacidad neta; por otro lado, las que sean destinadas al uso propio en casos de emergencias o interrupciones del suministro eléctrico, no requerirán de dichos permisos.

Los generadores de energía eléctrica privados que quieran vender su producción al MEM sin la intervención de un suministrador (intermediario entre los generadores y el MEM), deberán solicitar un permiso a la CRE. Los Productores Independientes de Energía que operaban bajo la ley anterior, podrán cambiar su forma de operación, y participar en el MEM, pero solo con el permiso de la CRE.



Todos los que participen en el MEM quedaran dentro de un registro a cargo de la CRE; para el caso de la importación y exportación de energía eléctrica que no requiera conexión con la Red Nacional de Transmisión, no se requerirá el permiso de la CRE, pero deberán tener la autorización de la Secretaria de Energía, y no tendrán ninguna participación en el MEM. Todos los permisos y autorizaciones podrán tener una vigencia máxima de treinta años y deberán cumplir con todo lo que establezca la CRE y la Secretaria de Energía. La conexión al Sistema Eléctrico Nacional no depende de que se tenga permiso o autorización, ya que el CENACE será la entidad que permitirá o negará dicha conexión, después de realizar una evaluación de calidad y seguridad.

En el nuevo panorama que se tendrá para el Sistema Eléctrico Nacional, el servicio de transmisión y distribución de energía eléctrica seguirá estando bajo el control del Estado a través del CENACE y las tarifas que este imponga a los que soliciten dicho servicio, este servicio no podrá ser operado por la iniciativa privada; ya que la Red Nacional de Transmisión es un monopolio natural, y en México solo el Estado tiene la capacidad de poder expropiar tierras para la expansión de dicha red. Todo aquel que esté interesado en conectarse a la Red Nacional de Transmisión deberá solicitar el servicio a la CRE y dicho permiso no tendrá ninguna relación con los permisos para realizar otras actividades como generación o comercialización de la energía eléctrica; en algunos casos el solicitante de un servicio de conexión, podrá hacer por el mismo los trabajos de construcción de infraestructura necesaria para dicha conexión, pero con la autorización del CENACE y la CRE.

La CRE será la entidad gubernamental que tendrá bajo su control un registro de los diferentes tipos de usuarios, ya sean los que participen en el MEM o los que se encuentren bajo un suministro eléctrico de tarifas reguladas, donde la CRE tendrá la información más importante acerca de estos usuarios, relativa a los niveles de demanda de sus centros de carga; el objetivo de este registro es mantener un control por parte del Estado sobre la generación y la demanda eléctrica, y de ésta manera prevenir situaciones de sobrecarga o accidentes dentro del Sistema Eléctrico Nacional, como también tener una mayor facilidad para la planeación de la expansión del mismo.

El MEM deberá operar bajo reglas que emita la Secretaria de Energía por medio de la CRE y con ello se deberá cumplir lo siguiente:

- Todos los participantes del mercado deberán tener las mismas condiciones para poder realizar sus ofertas en el MEM, sin que ninguno tenga ventajas sobre los demás.



- Cumplir con todos los compromisos adquiridos dentro del MEM, en el caso del abastecimiento de energía eléctrica; esta deberá ser medida y registrada por autoridades designadas por la CRE, que por lo general será el CENACE.
- Las ofertas que se realicen en el Mercado Eléctrico Mayorista deberán ser técnicamente factibles y no se podrán realizar ofertas que por cuestiones técnicas no se puedan cumplir, por ello se tendrá la intervención de la CRE y el CENACE en este campo, sobre todo en el caso de la capacidad de la Red Nacional de Transmisión para transportar la energía eléctrica generada por las centrales eléctricas de los ofertadores.
- El suministrador será totalmente responsable de cubrir en su totalidad la demanda eléctrica a la que se ofreció a cubrir tomando en cuenta sus costos de operación y las pérdidas que se presenten en la Red Nacional de Transmisión.
- La aportación de información pedida por el CENACE y la CRE, a cualquier participante del mercado; estas autoridades decidirán si dicha información será pública o confidencial; pero la información que estas autoridades publiquen podrá ser revisada por cualquiera.
- Se deberá tener un firme equilibrio de la oferta y la demanda y para esto la CRE y el CENACE podrán interferir directamente en la operación del Mercado Eléctrico Mayorista.
- Se tendrá una intervención directa de la CRE en el mercado para el caso de los límites de demanda y energía eléctrica que se oferten dentro del Mercado Eléctrico Mayorista.

En el caso de las industrias con alguna participación dentro de la Industria Eléctrica Nacional, podrán ser sujetos de separaciones legales o pérdida de derechos y obligaciones, según sea la decisión de la Secretaría de Energía mediante lo que le informe la CRE o el CENACE. Todo ello se hará para garantizar que no existan actos de corrupción o competencia desleal en el sector eléctrico.

En el caso de las energías limpias, se otorgaran certificados con el objetivo de que en el país existan fuentes de generación de energía eléctrica, que no generen contaminantes al ambiente con el menor costo posible; estos certificados serán emitidos en función de la unidad de energía eléctrica que se produzca mediante energías limpias, dependiendo de lo que evalúe la Secretaría de Energía.

En una comparación del nuevo reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica con el reglamento anterior de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, se puede apreciar una apertura casi total de la iniciativa privada nacional o extranjera dentro de la industria eléctrica de México, para el área de la comercialización de dicha energía; ya que en la ley anterior se permitía una participación privada en el área



de la generación de energía eléctrica, en cambio, ahora se abre la opción de la comercialización con una débil intervención del estado.^{iv}

4.4 Conclusión

Se vienen cambios drásticos en el sector eléctrico de México, previamente anunciados en la nueva Ley de la Industria Eléctrica, en donde la participación privada en dicho sector se incrementa mucho más que antes; ya que previamente lo más que podía participar la iniciativa privada en el sector eléctrico era en la forma de Productores Independientes de Energía, en donde solo podían vender su producción a la CFE, tomando en cuenta las otras formas de generar energía eléctrica, pero esta última fue la más significativa y con mayores repercusiones. Ahora con la nueva ley queda permitido a la iniciativa privada la participación en la comercialización de la energía eléctrica y sus productos derivados.

En este nuevo panorama se crea una nueva forma de comercializar la energía eléctrica a través de un nuevo esquema llamado: MEM, que más que nada es ofrecer la capacidad eléctrica a los interesados a través de este mercado, planteando una modalidad de libre comercio, donde los interesados pueden decidir a quién comprarle su producción; no olvidado que esta opción solo quedará disponible a los grandes consumidores de energía eléctrica; los pequeños consumidores como el sector doméstico, quedará bajo el control del Estado a través de tarifas reguladas.

La participación del Estado en este nuevo esquema, queda reducida a regular y verificar las actividades de comercialización entre particulares, como también, a transportar la energía eléctrica a través de las redes eléctricas que seguirán bajo el control del mismo; por otro lado la CFE será disuelta en varias empresas productivas del Estado; ya que en la nueva ley así lo tiene estipulado.

Analizando la nueva ley y la anterior, como también sus respectivos reglamentos, se puede apreciar una especie de evolución enfocada a permitir el acceso de la iniciativa privada en el sector eléctrico en México, ya que antes de 1993 solo el Estado podía generar energía eléctrica, y comercializarla desde que la industria eléctrica fue expropiada en 1960. Primero en 1993 se reforma la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y se abroga su reglamento para sacar un nuevo reglamento; este cambio permitió que la industria privada comenzara a participar en el generación de energía eléctrica con el fin de obtener ganancias, ya que las empresas que generan energía eléctrica a través de la modalidad de Productores Independientes de Energía venden el total de su capacidad a la CFE, y esta debe comprar dicha capacidad en todo momento que sea producida; para que esto sea factible el gobierno dejó de considerar la producción de energía



eléctrica como parte del servicio público de energía eléctrica, de esta manera ya no queda este tipo de actividad bajo la exclusividad del Estado, tal parece una nueva forma de interpretar la ley no cambiar la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

En el caso de la Ley de la Industria Eléctrica publicada en el 2014, se tuvieron que hacer modificación a la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, para poder permitir de manera abierta la participación privada en la comercialización de la energía eléctrica, prácticamente como si se tratara de cualquier tipo de industria; pero para cualquier país este sector resulta estratégico para el desarrollo de su economía, en México el Estado tendrá como una obligación regular y verificar el correcto funcionamiento de este nuevo mercado de energía eléctrica al que la nueva ley llama Mercado Eléctrico Mayorista; dentro de este mercado el Estado también podrá competir con la iniciativa privada, pero el problema es que en el caso de ofrecer mejores ofertas el Estado tendría mucha competencia, en donde enfrentarla implicaría tener que invertir en construir nuevas centrales eléctricas con tecnología reciente y repotenciar las centrales eléctricas más ya existentes. El problema es que analizando el enfoque de la nueva ley, no se ve la intención de que el Estado participe en este nuevo mercado organizado por él mismo, más bien se ve un panorama donde la participación en la comercialización de la energía eléctrica del Estado tendera a ir desapareciendo.



ⁱ Información obtenida de la publicación de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, de sus artículos: 1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, 30, 36, 37, 38, 39, 40, 41 y 42.

ⁱⁱ Información obtenida de la publicación de la Ley de la Industria Eléctrica, de sus artículos: 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 42, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 65, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 90, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 115, 121, 122, 124, 125, 126, 128, 129, 130, 135, 136, 137, 138, 146, 149, 150 y 160; Transitorios: 2, 3 y 4.

ⁱⁱⁱ Información obtenida de la publicación del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, de sus artículos: 2, 3, 6, 7, 8, 47, 48, 68, 72, 73, 74, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 84, 85, 87, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 101, 102, 103, 104, 105, 108, 109, 111, 112, 113, 116, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 131, 132, 133, 134, 135, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 142, 143, 144, 145, 146, 147, 148, 149, 150, 151, 152, 153, 161.

^{iv} Información obtenida de la publicación del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, de sus artículos: 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10,



5. MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

5.1 Introducción

El Mercado Eléctrico Mayorista será el medio por el cual las centrales eléctricas de todo el país por medio de sus representantes, podrán realizar ofertas dirigidas a los centros de carga representados por sus respectivos comercializadores. En este capítulo se analizará las condiciones en las que se encuentran tanto la industria productiva del Estado como la iniciativa privada para competir por el mercado eléctrico.

Por el momento la CFE tiene una mayor capacidad instalada que los privados y más variada, por las formas en que genera la energía eléctrica, como hidroeléctricas, una planta nuclear, vapor del subsuelo, el viento, entre otras; la problemática para CFE es que en un mercado donde el precio por kWh producido a corto plazo es el factor más importante, ya que este tipo de mercados eléctricos se manejan por transacciones inmediatas, y no se plantean soluciones a un largo plazo.

Una de las formas más sencillas para generar energía eléctrica es mediante el uso de combustibles fósiles, y uno de los preferidos por la iniciativa privada en México es el gas natural, ya que las centrales de ciclo combinado pueden aportar grandes cantidades de energía eléctrica, como también ofrecer mejores precios y una mayor disponibilidad de operación durante todo el año; a diferencia de otro tipo de centrales eléctricas, como la utilización de presas o la energía solar. Una de las centrales eléctricas que ofrecen una gran cantidad de energía eléctrica son las centrales nucleares, pero tienen un gran costo inicial para su construcción, como también que involucran grandes riesgos en cuestiones de seguridad, y la nueva Ley de la Industria Eléctrica deja fuera la posibilidad a la iniciativa privada de tener acceso a esta tecnología; por lo tanto lo más probable es el uso de gas natural en centrales de ciclo combinado será la opción preferida de la iniciativa privada.

Todo este panorama que ahora abre la nueva Ley de la Industria Eléctrica pone en una difícil posición a CFE, para poder ser competitiva de manera inmediata, y poder tener ganancias en el MEM; ya que se enfrenta a generadores privados que emplearán tecnología de última generación para participar en éste mercado, y también gracias a ello ofrecer mejores precios, por ello se deberán realizar acciones por parte de CFE o las empresas productivas que surjan por parte del Estado, en relación a la posibilidad de realizar nuevos proyectos, si el Estado quiere mantener una buena posición en este nuevo mercado eléctrico de oferta y demanda.



5.2 Ofertas Plantas de Comisión Federal de Electricidad–Privados.

La oferta de las centrales eléctricas tanto de la CFE como del sector privado depende en gran parte de capacidad efectiva que tienen actualmente, y del factor de planta que posean.

El tipo y costo del combustible que emplean las centrales eléctricas es fundamental, ya que le indican al productor de energía eléctrica cual será el costo por kWh que su central eléctrica produzca; de esta manera poder ofrecer su capacidad al mercado añadiéndole un precio por kWh, en donde pueda obtener una ganancia por su producción.

La CFE en relación a la reforma energética, propone reducir sus costos de generación de energía eléctrica cambiando el combustible, de combustóleo a gas natural, también con la utilización de otras fuentes de energía renovables como la energía del movimiento del agua y el vapor a alta presión del subsuelo; ya que el 80% del costo de producción de energía eléctrica depende del tipo de energía que se emplea en su producción.

La CFE tiene un mayor enfoque en el gas natural, y para ello deberá depender de otras industrias del estado como PEMEX, ya que para que el costo de este combustible no sea muy alto y tenga poca variabilidad, se tiene contemplada la construcción de nuevos gasoductos en México para transportar el combustible de forma rápida y segura a sus centros de consumo, dos de estos proyectos ya fueron terminados: el gasoducto de Chihuahua (2013), y el de Tamazunchale–El Sauz (2014). La inversión del gobierno en la construcción y ampliación de gasoductos no solo tiene como propósito beneficiar a las centrales eléctricas de CFE; si no también la iniciativa privada, ya que ésta tiene como objetivo la generación de energía eléctrica a partir de gas natural; ahora con la participación de la iniciativa privada en la generación eléctrica con el modelo de Productores Independientes de Energía (PIE), se puede observar que sus inversiones se fueron prácticamente en la construcción de plantas de ciclo combinado. La nueva Ley de la Industria Eléctrica dará lugar a una nueva competencia, donde le será cada vez más difícil a la CFE competir por el mercado de los grandes consumidores; si la tendencia se enfoca cada vez más en el gas natural se debería tener prevista otra medida para evitar el aumento de los precios en este combustible, ya que no solo se emplea en la generación de energía eléctrica.

A continuación en la Tabla 4 se muestra la generación de energía eléctrica en México, tanto por parte de la CFE como de los PIE. Las cifras se encuentran redondeadas, además para el caso de las plantas de vapor por combustóleo o gas de la CFE, 6 utilizan gas natural, 66 combustóleo y 17 ambos combustibles. En el



caso de la central nuclear Laguna Verde, su capacidad efectiva no incluye el aumento de capacidad autorizado por la Comisión Nacional Nuclear y Salvaguardias 19 de diciembre de 2014.

Tabla 4: Capacidad de Generación de Energía Eléctrica México.

Generador	Tipo de Tecnología	Capacidad Efectiva (MW)		Número de Centrales y Unidades en 2014		Participación por Tecnología (%)	Variación 2013-2014 (%)
		2013	2014	Centrales	Unidades		
CFE	Hidroeléctrica	11,266.8	12,268.8	80	218	22.6	8.9
	Vapor (Combustóleo y Gas)	11,698.6	1,398.6	26	89	21.0	-2.6
	Ciclo Combinado	7,420.3	7,566.6	13	68	13.9	2.0
	Carboeléctrica	5,378.4	5,378.4	3	15	9.9	0.0
	Turbogás	1,510.4	2,303.4	46	110	4.2	52.5
	Geotermoeléctrica	823.4	813.4	4	38	1.5	-1.2
	Combustión Interna	259.2	302.4	9	78	0.6	16.7
	Eoloeléctrica	86.8	86.3	3	8	0.2	0.0
	Solar Fotovoltaica	6.0	6.0	2	2	0.1	0.0
	Nucleoeléctrica	1,400	1,400	1	2	2.6	0.0
Total CFE		39,849.9	41,523.9	187	628	75.4	4.3
Productores Independientes de Energía (PIE)	Ciclo Combinado	12,339.9	12,339.9	23	77	22.7	0.0
	Eoloeléctrica	510.9	510.9	5	376	0.9	0.0
Total PIE		12,850.8	12,850.8	28	453	23.6	0.0
Total		52,700.7	54,374.7	215	1,081	100.0	3.2

Fuente: Dirección de Operación, Comisión Federal de Electricidad, Informe Diciembre 2014.

Como se puede ver en la Tabla 4, del total de la capacidad de generación eléctrica que se tiene en México 41,523.9 MW pertenece a la CFE, que representa un 76.36%, por otro lado un 12,850.8 MW pertenece a los PIE que es el 23.63% restante. La capacidad que manejan los PIE ya es significativa, también gran parte de su capacidad se sustenta en uso de gas natural como combustible, ya que 12,339.9 MW son de plantas de ciclo combinado y representan el 96.02% de su capacidad, con ello se puede apreciar la tendencia de seguir con la construcción de plantas de ciclo combinado por parte de la iniciativa privada; pero ahora con la posibilidad de poder ofertar sus capacidades en el Mercado Eléctrico Mayorista, se debe tomar en cuenta que las plantas de ciclo combinado de los PIE son de una generación y tecnología reciente en comparación con muchas de las plantas de

CFE, que no cuentan con una diversidad mayor de formas de generación de energía eléctrica.

Dentro de la competencia en el Mercado Eléctrico Mayorista, lo que tiene un mayor peso es tener la posibilidad de poseer una capacidad de generación a precios bajos, ya que los procesos de compra y venta de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista son los más importantes, ya que es donde se pueden obtener ganancias importantes para los participantes, representando un buen negocio, ya que son los grandes consumidores los que aportan grandes ganancias, como las grandes industrias; en cambio la producción destinada a cubrir el resto de la demanda no representa un buen negocio, ya que en su mayoría son los pequeños consumidores los que la representan, como el sector residencial, además de que sus costos deben ser regulados y subsidiados por el Estado.

Actualmente CFE tiene sus plantas distribuidas en el territorio nacional por regiones, conocidas como Gerencias Regionales de Producción, como se muestran a continuación en la Figura 11.

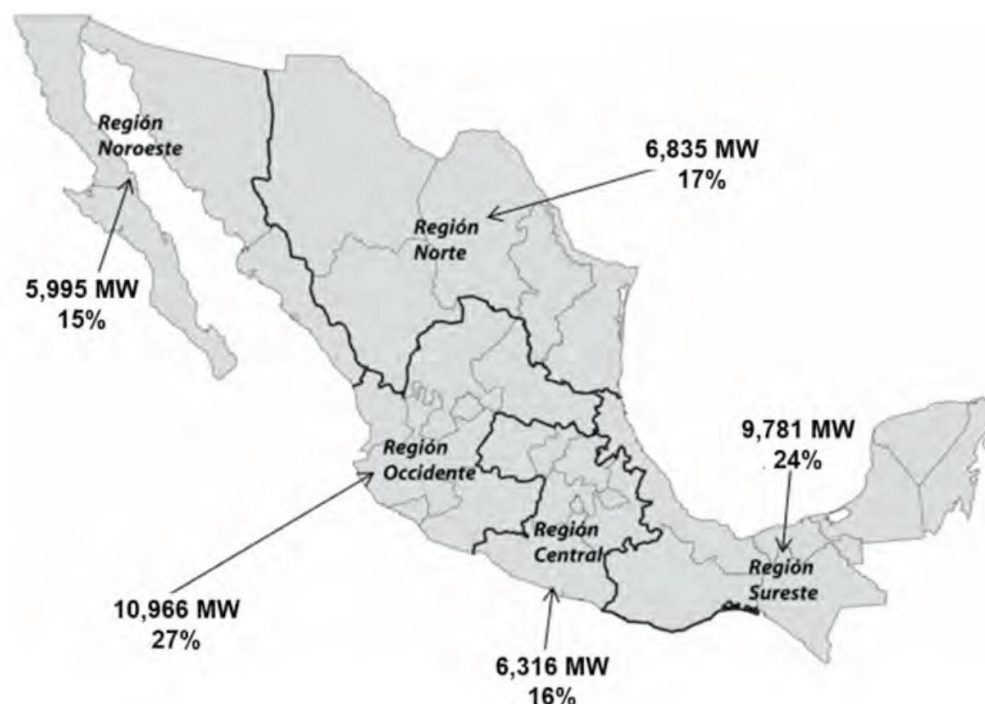


Figura 12: Mapa de las Gerencias Regionales de Producción de CFE.

Fuente: Dirección de Operación, Comisión Federal de Electricidad, Informe Diciembre 2014.

En la imagen anterior no se encuentra incluida la capacidad de producción de la planta nuclear de Laguna Verde en la Región Sureste, que es de 1 400 MW, tampoco se cuenta con la capacidad de la producción que poseen los PIE; ésta forma de tener distribuida su capacidad de generación hace más fácil para la CFE



satisfacer la demanda eléctrica nacional, como también aprovechar las zonas del país al máximo para poder construir presas, aprovechando los recursos hidrológicos del territorio nacional, como también en el caso del uso de la energía geotérmica en las zonas donde esto es viable.

La CFE tiene a su cargo toda una infraestructura de transmisión y distribución de energía eléctrica con la que se tiene interconectado a la red eléctrica de prácticamente todo el país; con ello se ofrece una gran facilidad comercial y distribuir energía eléctrica a todo el país para los productores privados de energía eléctrica, ya que solo deberán cubrir los gastos de transporte de su producción de energía eléctrica.

Los siguientes datos que se muestran a continuación en la Tabla 5, son muy importantes, ya que nos muestran la calidad y la eficiencia con la que se encuentra trabajando la CFE:

Tabla 5: Indicadores de Calidad y Disponibilidad de la Centrales de CFE.

Índice	Unidad de Medida	2013	2014	Variación
Disponibilidad de la Centrales	Porcentaje	82.0	85.5	3.5
Eficiencia Térmica Neta	Porcentaje	35.3	36.1	0.8
Margen de Reserva Operativo	Porcentaje	8.1	17.0	8.9
Energía Almacenada en Presas	Gigawatts Hora	22 380	21 009	-6.10%

Fuente: Dirección de Operación, Comisión Federal de Electricidad, Informe Diciembre 2014.

La disponibilidad de las centrales eléctricas de CFE se encuentra en buenos números, ya que cuentan con alrededor de un 85% de disponibilidad para operar en el año 2014, eso es importante para tener un buen rendimiento y poder ofrecer energía eléctrica durante más tiempo en el año. El caso de la eficiencia térmica de las centrales de CFE, que según sus propios datos es de un 36.1%; esto quiere decir que de la fuente primaria de energía usada para generar energía eléctrica se está aprovechando ese porcentaje de energía primaria y lo demás se pierde principalmente en forma de calor en el caso de los combustibles fósiles; a pesar de que esta eficiencia es históricamente de las más altas que ha tenido CFE, tal vez no sea suficiente para ofrecer mejores precios al mercado.

Una cosa es la capacidad disponible y otra muy distinta la generación de energía eléctrica durante en un periodo de tiempo determinado; a continuación se muestra en la Tabla 6, lo que genero CFE y los PIE a lo largo del 2014:

*Tabla 6: Energía Eléctrica Generada en México por CFE y los PIE.*

Generador	Tipo de Tecnología	Generación (GWh)		Variación Relativa (%)	Variación Absoluta (GWh)
		2013	2014	2013 - 2014	2014 – 2014
CFE	Hidroeléctrica	26,675.3	37,491.3	40.5	10,816.0
	Ciclo Combinado	41,159.1	45,772.6	11.2	4,613.5
	Carboeléctrica	29,299.7	31,229.8	6.6	1,930.1
	Eólica	189.3	211.8	11.9	22.5
	Solar Fotovoltaica	7.0	12.4	77.1	5.4
	Geotermoeléctrica	5,592.0	5,578.6	-0.2	-13.4
	Turbogás	3,691.9	2,481.4	-32.8	-1,210.5
	Combustión Interna	1,439.4	1,343.5	-6.7	-95.9
	Vapor (Combustóleo y gas)	43,782.0	30,743.9	-29.8	-1,3038.1
	Nucleoeléctrica	11,377.1	9,302.7	-18.2	-2,074.4
	Diversas Tecnologías	1,791.6	997.3	-44.3	-794.3
Total CFE		165,004.4	165,165.3	0.1	160.9
PIE	Ciclo Combinado	82,358.7	83,840.3	1.8	1,481.6
	Eólica	1,624.1	1,864.4	14.8	240.3
Total PIE		83,982.8	85,704.7	2.0	1,721.9
Total		248,987.2	250,870.0	0.8	1,882.8

Fuente: Dirección de Operación, Comisión Federal de Electricidad, Informe Diciembre 2014.

En la tabla anterior se puede observar que la participación de los PIE en la generación de energía eléctrica en 2014 fue importante, debido a que ya representan un 34.16% del total de la generación; además de que casi toda esa energía es producida con gas natural mediante plantas de ciclo combinado, como ya se ha visto antes esta la tendencia. En el reporte anual de 2014 CFE informa que la industria productiva del estado también tiene un gran interés en este combustible.

Como se pudo apreciar con todos estos datos disponibles del 2014, la oferta y producción de energía eléctrica de CFE es mayor a la de la iniciativa privada, pero esto era posible bajo una ley donde solo la empresa productiva del estado tenía la exclusividad de comercializar la energía eléctrica con los grandes consumidores de energía eléctrica; pero es evidente que bajo la nueva Ley de la Industria Eléctrica esto comenzara a revertirse, ya que con la posibilidad de que cualquier productor privado de energía eléctrica podrá ofertar en el mercado de los grandes consumidores de energía, y además es el sector de consumo donde realmente se pueden obtener ganancias; los privados ya no tendrán restricciones para generar y comercializar directamente su producción. La CFE tendrá que realizar cambios drásticos en su forma de operar si desea obtener ganancias significativas en el nuevo MEM.ⁱ

5.3 Demanda Clientes

Los clientes a los que se debe poner una especial atención son los grandes consumidores de energía, por varios factores entre los principales son:

- Consumen grandes cantidades de energía eléctrica por cliente.
- Su demanda es controlable.
- En costo de la energía eléctrica que consumen ya no estaría subsidiada por el estado.
- Son el sector que representa las principales ganancias para CFE hasta ahora.

Estas son las ventajas más importantes que tiene esta parte de los clientes y es en donde se ven las mayores modificaciones al sector eléctrico con la aparición de la nueva Ley de la Industria Eléctrica. Curiosamente el sector industrial es de los que posee un número de usuarios en comparación con los demás sectores, pero es el que aporta las mayores ganancias por concepto de venta de energía eléctrica, como también en poseer un consumo bastante grande de energía eléctrica, como lo muestran a continuación las siguientes Gráficas (Figuras: 13, 14 y 15,16).

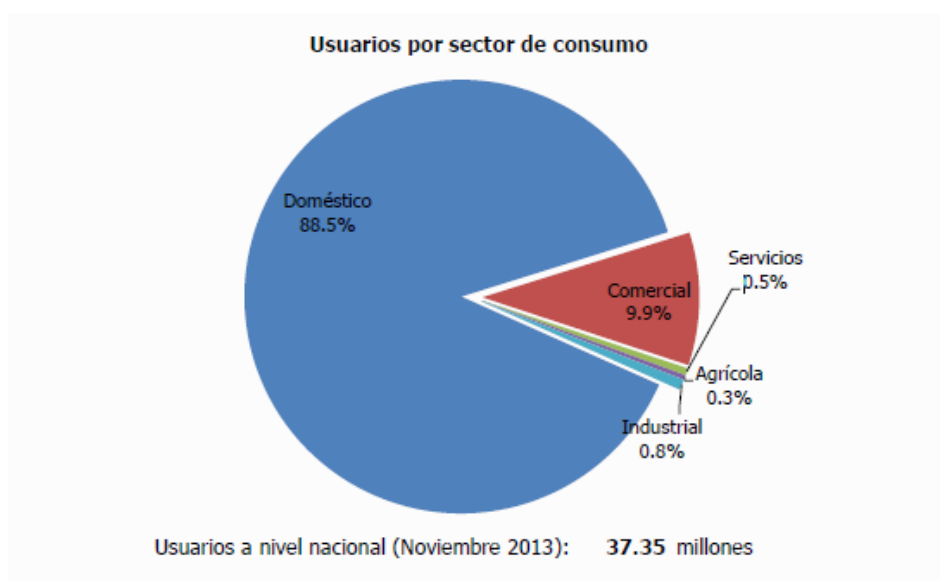


Figura 13: Gráfico de Número de Usuarios por Sector de Consumo.

Fuente: Comisión Reguladora de Energía, Reporte Mensual de Estadísticas del Sector Eléctrico, Enero 2014, Dirección General de Tarifas.

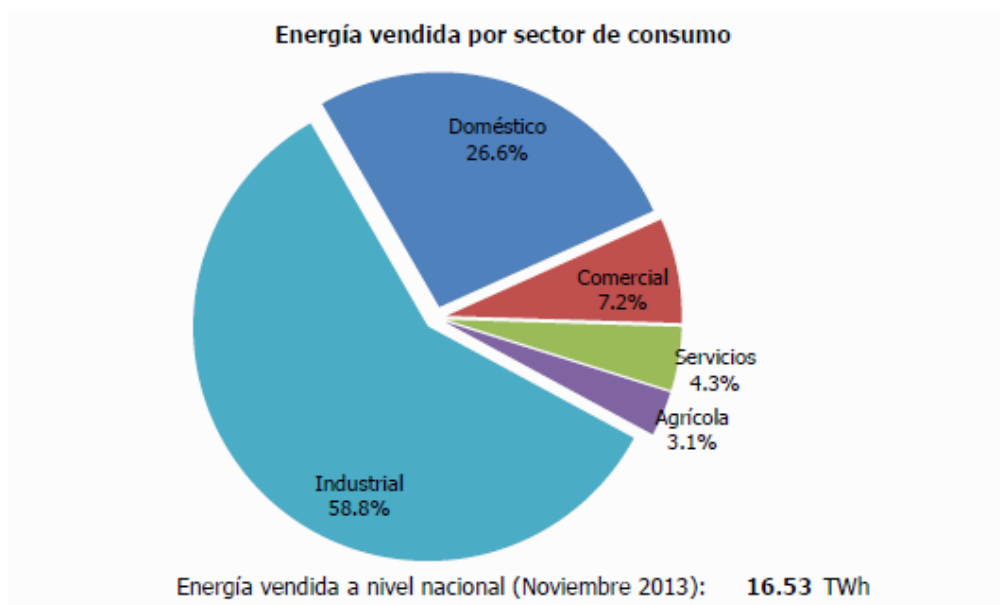


Figura 14: Grafico de la Cantidad de Energía Vendida por Sector.

Fuente: Comisión Reguladora de Energía, Reporte Mensual de Estadísticas del Sector Eléctrico, Enero 2014, Dirección General de Tarifas.



Figura 15: Grafico de los Ingresos de la Venta de Energía Eléctrica que se Tuvieron por Sector.

Fuente: Comisión Reguladora de Energía, Reporte Mensual de Estadísticas del Sector Eléctrico, Enero 2014, Dirección General de Tarifas.

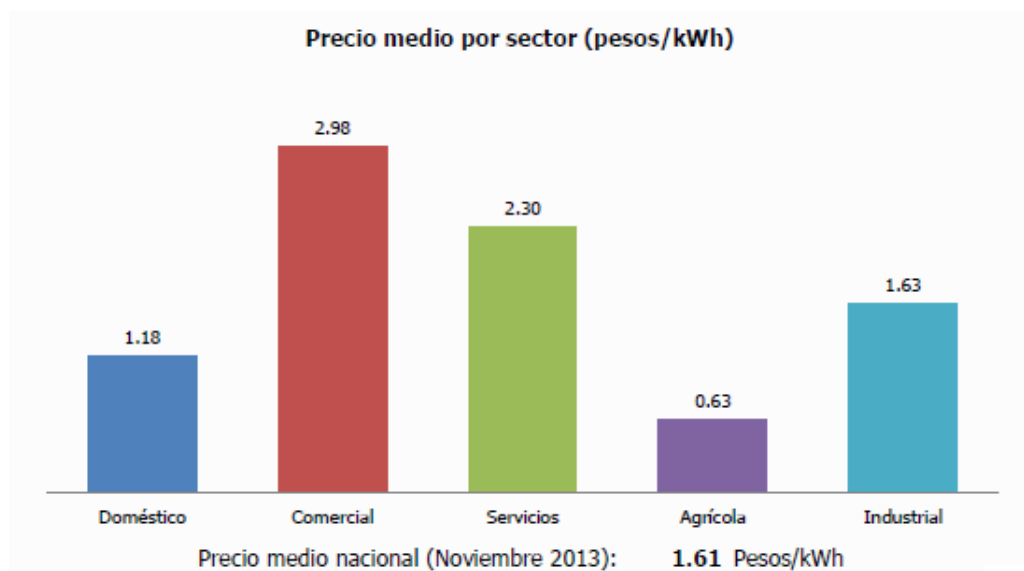


Figura 16: Gráfica de los Precios de la Energía Eléctrica por Sector en (pesos/kWh).

Fuente: Comisión Reguladora de Energía, Reporte Mensual de Estadísticas del Sector Eléctrico, Enero 2014, Dirección General de Tarifas.

Como se puede ver en la Figura 13, la mayor cantidad de clientes que se tienen en México son el sector doméstico con 33.05 millones de usuarios, que es el 88.5% del total; en comparación con el sector industrial que posee 0.29 millones de clientes, que representa el 0.8%. En el caso de la cantidad de energía eléctrica vendida, el sector industrial es el que más consume dicha energía con el 58.8% y con 9.71 TWh, en comparación con el sector doméstico que tiene un 26.6% y con 4.39 TWh, quedando así el primero y segundo lugar en cuanto a consumo de energía eléctrica se refiere.

Las ganancias que se obtienen de la venta de energía eléctrica muestra un comportamiento similar en la venta de la misma; en primer lugar se encuentra el sector industrial con 59.7% que son \$ 15 858.11 millones de pesos, el segundo lugar se tiene al sector doméstico con el 19.5% que son \$ 5 179.78 millones de pesos. En el caso del precio que maneja la CFE en \$/kWh, donde se un valor alto en el sector comercial con 2.89 \$/kWh, quedando en tercer y cuarto lugar el industrial y doméstico con 1.63 \$/kWh y 1,18 \$/kWh.

Después de analizar lo anterior, no queda lugar a dudas que el sector industrial y doméstico son los que representan el mayor consumo de energía y también las mayores ganancias de la venta de la misma; pero en mayor proporción el sector industrial es el indicado para poder representar un gran negocio para la venta de energía eléctrica, y este sector será el que representara al MEM.

Por el momento la CFE sigue siendo la empresa que genera una mayor cantidad de energía eléctrica, pero en el MEM lo que importa más son los precios que se puedan ofertar; según los datos que arroja la CFE en su informe anual de 2014 el tipo y costo del combustible usado para generar energía eléctrica tiene una influencia del 80% en el costo de la energía eléctrica que se produce. El camino que

parece ser que seguirá la iniciativa privada y la CFE será el de generar energía eléctrica empleando gas natural a través de plantas de ciclo combinado, según lo que reporta la CFE en su informe, los PIE producen el doble de energía eléctrica en plantas de ciclo combinado que la CFE, para que la CFE o la empresa productiva del estado que se forme en el futuro pueda ofertar mejores precios, deberá invertir en sus centrales eléctricas actuales para repotenciarlas y además aprovechar la infraestructura que tiene en las hidroeléctricas ya construidas, dichas centrales en el 2014 aportaron el 22.69% de la energía que produjo CFE e incluso aportaron mayor energía eléctrica que las centrales de vapor por combustión de combustóleo o gas natural; hay que considerar que las hidroeléctricas están sujetas a los efectos climáticos. La generación de las hidroeléctricas de CFE represento el 14.92% de total de energía producida en México, incluyendo la de los PIE en el mismo año.ⁱⁱ

5.4 Órgano Regulador.

Lo que establecen la nueva Ley de la Industria Eléctrica y su respectivo reglamento sobre el MEM, en la parte de la organización y funcionamiento del mismo, se menciona que la CRE será la autoridad regulatoria del nuevo MEM, usando al CENACE para organizar la manera en que se comprará o venderá energía eléctrica a través de este mercado.

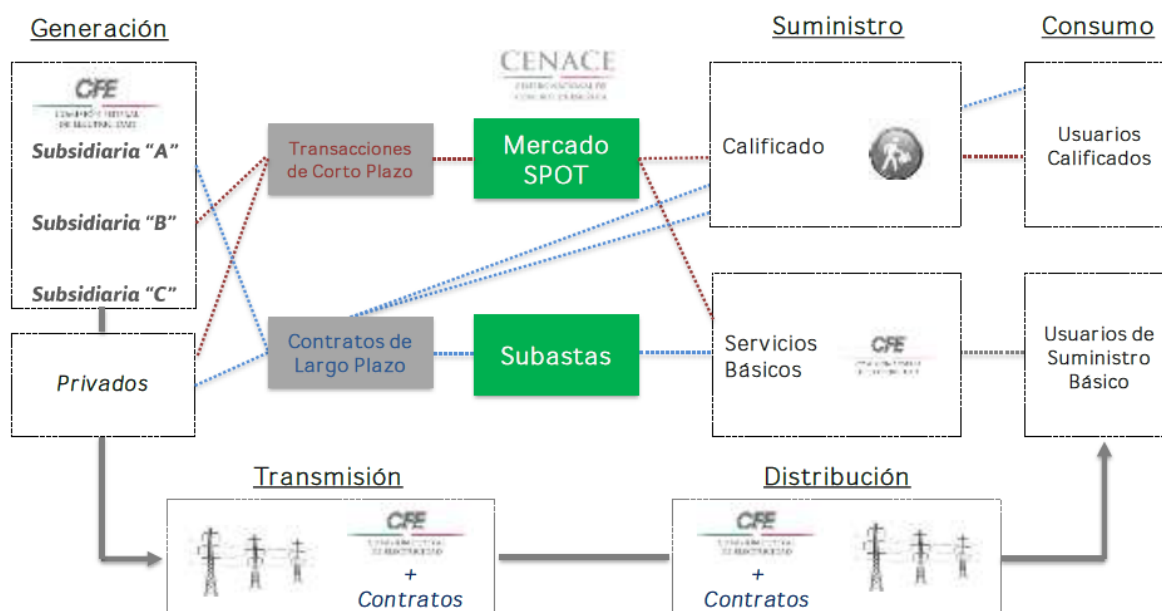


Figura 17: Nuevo Modelo de la Industria Eléctrica en México.

Fuente: Secretaría de Energía, Programa de Desarrollo de Sistema Eléctrico Nacional.

Para que todo interesado sepa cómo participar en el MEM, no es suficiente con analizar la nueva Ley de la Industria Eléctrica y su reglamento, ya que en dichos escritos publicados por el DOF, se mencionan en muchas ocasiones las “Reglas del Mercado”, que son disposiciones y reglamentos que establece el Estado para mantener la legalidad durante la operación del MEM. Las Reglas del Mercado fueron publicadas el 8 de septiembre de 2015 por el DOF, después de la nueva Ley de la Industria Eléctrica y su reglamento; dichas reglas podrán cambiar posteriormente



dependiendo de las condiciones y nuevos problemas que puedan presentarse durante la operación del MEM, pero estos cambios solo pueden ser aprobados por la Secretaría de Energía.

El CENACE será el organismo gubernamental encargado de realizar las operaciones que se lleven a cabo en el MEM como: compra o venta de energía eléctrica, servicios conexos, potencia, derechos financieros de transmisión, certificados de energías limpias y otros productos necesarios para el buen funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional. El CENACE operará las subastas donde se asignaran contratos de cobertura eléctrica tanto de mediano como a largo plazo.

En el MEM existirán diferentes formas de realizar distintas transacciones; a continuación se muestran las más importantes que establecen las Reglas del Mercado:

- Mercado de Energía de Corto Plazo: se podrán realizar transacciones de compra-venta de energía y servicios conexos pero dichas operaciones serán basadas en precios marginales, dependiendo de la zona que se trate.
- Mercado para el Balance de Potencia: tendrá una operación anual para el año inmediato anterior, con el propósito de realizar operaciones de compra-venta de potencia que no fuera cubierta o comprometida a través de contratos de cobertura eléctrica; estas operaciones serán realizadas cuando entidades responsables de centros de carga cuyos contratos no cubrieron los requisitos reales de potencia de acuerdo con las obligaciones establecidas por la CRE y los generadores cuya operación no satisfizo sus compromisos contractuales, ellos tendrán la opción de realizar transacciones con generadores y entidades representantes de carga que tengan excedentes de sus compromisos de potencia; los costos de estas transacciones serán autorizados por el CENACE.
- Mercado de Certificados de Energías Limpias: este mercado será operado exclusivamente por el CENACE, para que entidades responsables de carga satisfagan sus obligaciones con la CRE para poder adquirir dichos certificados. Dentro de este mercado quedará permitido realizar transacciones entre entidades responsables de carga donde sus contratos no cubren sus obligaciones o las rebasan, generadores cuya operación no permite cumplir con sus compromisos contractuales y generadores con excedentes relativos a sus compromisos.
- Subastas de Derechos Financieros de Transmisión: otorgan a su titular el derecho a cobrar o la obligación de pagar la diferencia de los componentes de congestión marginal de los precios marginales del Mercado a Corto plazo, entre un nodo de destino y otro de origen. El CENACE operará subastas para la asignación de Derechos Financieros de Transmisión, para que las entidades que causen congestión en el Sistema Eléctrico Nacional compartan y administren los riesgos que resulten.
- Subastas de Mediano Plazo: el CENACE las llevara a cabo con el objetivo de asignar contratos para potencia y energía con duración a 3 años, iniciando



el año próximo a aquel en el que se lleva a cabo la subasta. La energía se venderá en zonas de carga, para que los vendedores de energía asuman los riesgos de congestión ya mencionados.

- Subastas de Largo Plazo: el CENACE las llevara a cabo con el objetivo de asignar contratos con una duración de 15 años para potencia y energías limpias, y de 20 años para certificados de energías limpias. En estas subastas se venderá en zonas de carga, para que los vendedores de energía asuman los riesgos de congestión ya mencionados. En la vigencia de los contratos se emplearán factores de ajuste que permiten considerar el valor de la energía dependiendo de las horas que ésta es entregada.

Adicionalmente, respetando lo que establece la nueva Ley de la Industria Eléctrica; los suministradores de servicios básicos tendrán la opción de celebrar contratos de cobertura eléctrica con precios basados en los costos de producción, con centrales eléctricas del estado o privadas. Los interesados podrán negociar otro tipo de contratos de cobertura eléctrica, como transacciones bilaterales financieras para efectos de liquidación y pago, o como transacciones bilaterales de potencia para efectos de balance de potencia dentro del mercado. Todo tipo de contrato de cobertura eléctrica deberá ser aprobado previamente por el CENACE. Obviamente para tener una participación en el mercado eléctrico, cualquier interesado deberá registrarse ante el CENACE como participante del mercado, en caso de no hacerlo la única forma de comprar o vender energía eléctrica, sería a través de un intermediario registrado como suministrador.

Otro de los parámetros que debe cubrir la CRE a través del CENACE, son las subastas de mediano y largo plazo de los Certificados de Energías Limpias, los cuales se encuentran dentro de los esquemas del Mercado de Largo Plazo contemplado en la Ley de la Industria Eléctrica. Todos los suministradores de energía eléctrica deberán cubrir con un porcentaje obligatorio de la energía eléctrica que suministran, deberá provenir de fuentes renovables o energía limpias; en caso de que no cumplan con este requisito, deberán comprar en el Mercado de Largo Plazo a través de subastas los Certificados de Energías Limpias y así cumplir con dicha obligación. En el caso de que suministradores de energía eléctrica no cumplan con ninguna de las opciones anteriores, serán multados por la CRE; dichas multas tendrán el valor de los Certificados de Energías Limpias más elevados en ese año. De ésta manera en Estado pretende dar un impulso a la generación de energía eléctrica a través de energías limpias, cubriendo para el año 2040 el 35% de la generación eléctrica nacional sea a través de dichas energías; éste esquema de Certificados de Energías Limpias fue tomado del Reino Unido, ya que en ese país ha aportado buenos resultados en los últimos 12 años. Los usuarios calificados que posean una central eléctrica de energía limpia que rebase el porcentaje mínimo obligatorio (5%), tendrá la opción de vender al MEM el excedente y así obtener una remuneración por incluir esta modalidad de generación.

Por lo tanto el instrumento del estado que será el regulador del Mercado Eléctrico Mayorista de forma técnica como administrativa será el CENACE, respaldado por la CRE y la Secretaría de Energía. Es necesario que dentro del



mercado eléctrico exista una autoridad que regule las actividades de compraventa de energía eléctrica y las formas de transmisión y distribución de la misma, en este caso el CENACE es quien deberá desempeñar dicha función, de manera que ningún participante del mercado podrá realizar actos de corrupción y se fomentara una libre competencia basada en los precios más competitivos de energía eléctrica.ⁱⁱⁱ

5.5 Conclusión

Los cambios en el sector eléctrico en México son muy radicales, ya que la participación del Estado de manera exclusiva en la comercialización de la energía eléctrica, ya será algo del pasado. Con la aplicación de la nueva Ley de la Industria Eléctrica y su reglamento queda abierta la oportunidad de comercializar la energía eléctrica por parte de la iniciativa privada, en donde quien ofrezca los mejores precios por kWh, será quien tenga prioridad en las actividades dentro del nuevo Mercado Eléctrico Mayorista.

En la actualidad la CFE tiene el 76.36% del total de la capacidad efectiva en el país, lo que demuestra que por ahora la empresa productiva del estado mantiene una mayor infraestructura en el caso de producción de energía eléctrica, pero se enfrenta a la posibilidad de dejar de serlo, ya que cuando los privados comiencen con la construcción de nuevas centrales eléctricas, que por la forma en que generan hasta ahora han producido energía eléctrica es a través de centrales de ciclo combinado, que además implementaran la tecnología más reciente; por esta razón la competencia a la que se enfrenta CFE es muy seria.

En lo que respecta al consumo de energía eléctrica en México, el sector industrial y doméstico son los que consumen la mayor cantidad de energía eléctrica en el país, ya que juntos consumen el 85.4% de la energía producida en el país, pero de los dos el industrial consume el 58.8% además de que representa las mayores ganancias para la CFE. El sector industrial será el que represente al MEM y dicho mercado será el más importante ya que será en donde todos los generadores de energía eléctrica, sean privados o del estado, busquen tener la mayor participación.

El CENACE será la máxima autoridad reguladora del Mercado Eléctrico Mayorista, actividad que debe quedar en manos del estado para tener un buen funcionamiento de dicho mercado, como también para evitar malas prácticas en los procesos de compraventa de energía eléctrica, pero también el CENACE deberá regular la energía eléctrica que se transmite y distribuye por el Sistema Eléctrico Nacional; y así evitar que se haga un mal uso de las redes de transmisión y distribución que a su vez produzcan fallas eléctricas o accidentes.

En los Certificados de Energías Limpias regulados por el CENACE, la CFE tiene una gran ventaja, ya que es el único generador de energía eléctrica que cuenta con el mayor número de centrales eléctricas de energías limpias en el país y por el momento puede aprovechar esta ventaja para recibir mayores recursos, de esta manera ser más competitiva, debido a que sus centrales eléctricas de energías



limpias ya se encuentran desarrolladas, dándole una gran ventaja y solo debe ponerlas a competir en las subastas del MEM.

Es un panorama complicado para el sector productor de energía eléctrica del estado y la dirección de la CFE o las empresas productivas del estado que resulten en el futuro, porque deberán tomar decisiones para poder competir por un lugar en el MEM, o renunciar a participar en dicho mercado y solo cubrir la demanda eléctrica que no sea cubierta por el MEM.



ⁱ Información obtenida de El Informe Anual a Diciembre de 2014.

ⁱⁱ Información obtenida del Reporte de Resultados de la Secretaria de Energía del 2013.

ⁱⁱⁱ Información obtenida de la publicación de Las Reglas del Mercado Eléctrico, Secretario de Energía Pedro Joaquín Coldwell, publicado por el Diario Oficial de la Federación.



6. COMPARATIVA DE PARAMETROS DE DESEMPEÑO Y COSTOS DE PARTICIPANTES (CFE – PRIVADOS).

6.1 Introducción

El análisis de las condiciones en las que se encuentran las centrales eléctricas del Estado en comparación con las de la iniciativa privada, es fundamental para el desarrollo este trabajo; en este caso, se analizarán las centrales eléctricas de ciclo combinado, ya que la iniciativa privada genera energía eléctrica más que nada a través de éste tipo de centrales, por otro lado, en el último informe de la CFE del año 2014, la empresa del Estado también muestra un gran interés en la tecnología del ciclo combinado, y es de esperarse que la competencia dentro del MEM se llevará a cabo mediante este tipo de tecnología.

Los principales parámetros a analizar son el régimen térmico, el factor de planta y los costos nivelados. En este capítulo se analizarán estos parámetros, en donde las empresas generadoras de energía eléctrica del Estado competirán contra las empresas de la iniciativa privada por el control del Mercado Eléctrico Mayorista; que es en el que se pueden adquirir las mejores ganancias por la venta de energía eléctrica a los grandes consumidores de energía eléctrica.

Las empresas generadoras de energía eléctrica del Estado también pueden competir en el MEM usando distintas tecnologías de generación; pero deberán tomar en cuenta que debido a que dentro del MEM, no se encuentran los consumidores residenciales y gran parte de los consumidores comerciales, el Estado deberá seguir abasteciendo de energía eléctrica mediante tarifas eléctricas reguladas a estos sectores, en consecuencia deberá planear muy bien como participar en el MEM, sin descuidar el abastecimiento eléctrico de los consumidores fuera de este mercado de energía eléctrica; ya que es en donde se encuentra el mayor número de clientes y estos deben tener la prioridad en el servicio de abastecimiento de energía eléctrica.

6.2 Régimen Térmico

En México la generación de energía a cargo de la iniciativa privada se enfoca más que nada en centrales eléctricas de ciclo combinado, éstas a su vez emplean gas natural como combustible; por lo tanto en el MEM, la forma de competir por la venta de energía eléctrica se enfocará por las centrales eléctricas de ciclo combinado.

*Tabla 7: Datos Técnicos de las Centrales de Ciclo Combinado de CFE año 2014.*

No.	Centrales de Ciclo Combinado (CFE)	Ubicación	Unidades	Capacidad MW	Generación GWh	Factor de Planta %
1	Tula (Francisco Pérez Ríos)	Hidalgo	5(Vapor) y 6(Ciclo Combinado)	2,095	9,618	52.4
2	Manzanillo (Manuel Alvares Moreno)	Colima	5(Vapor) y 3(Ciclo Combinado)	1,454	9,136	71.7
3	Presidente Juárez (Rosarito)	Baja California	10	1,093	5,797	60.5
4	Valle de México	Estado de México	7	999	4,852	55.4
5	El Encino (Chihuahua II)	Chihuahua	5	619	4,597	84.7
6	El Sauz	Querétaro	8	591	4,167	80.4
7	Samalayuca II	Chihuahua	6	522	4,188	91.6
8	Río Bravo (Emilio Portes Gil)	Tamaulipas	4	511	1,983	44.2
9	Dos Bocas	Veracruz	6	452	1,453	36.7
10	Huinalá II	Nuevo León	2	450	2,729	69.2
11	San Lorenzo Potencia	Puebla	3	382	2,948	88.0
12	Huinalá	Nuevo León	5	378	2,008	60.7
			Total y Promedio	9,546	53,476	66.3

Fuente: Secretaría de Energía, Sector Eléctrico Nacional, Subsecretaría de Electricidad.

Como se puede ver en la Tabla 7, la CFE posee 12 principales centrales eléctricas de ciclo combinado, ubicadas distribuidas en todo el país; en dicha tabla no se encuentran dos centrales de ciclo combinado, que la Secretaría de Energía no considera debido a que su capacidad es menor a los 300 MW; por otro lado, la cantidad de energía eléctrica generada meramente por unidades de ciclo combinado fue de 45,772.6 GWh, por lo tanto existe una diferencia de 7,703.4 GWh; esto se debe a que dos centrales eléctricas poseen unidades de vapor convencional y unidades de ciclo combinado. La central con la mayor capacidad en Tula en Hidalgo con 2095 MW; sin embargo esta central eléctrica es mixta, ya que cuenta con 6 unidades de ciclo combinado y 5 de vapor convencional; por otro lado, la que posee menor capacidad en Huinalá en Nuevo León con 378 MW y 5 unidades. Otro aspecto a considerar es el factor de planta de las centrales de ciclo combinado de la CFE, que en éste caso el promedio es del 66.3%; éste valor parece ser un poco bajo, pero también se debe considerar que este tipo de plantas emplean gas natural como combustible, y éste no es renovable y su precio es variable, además de que la empresa del Estado posee muchas centrales eléctricas de otro tipo de tecnología, como las hidroeléctricas; otro factor es que en el país se encuentran muchas plantas de ciclo combinado de los Productores Independientes de Energía dispersas en todo el país y con un número importante, como se puede apreciar en la Tabla 8.

*Tabla 8: Datos Técnicos de las Centrales de Ciclo Combinado de los PIE.*

No.	Centrales de Ciclo Combinado (PIE)	Ubicación	Entrada en Operación	Capacidad MW
1	Tamazunchale	San Luís Potosí	01/06/2007	1,135
2	Altamira V	Tamaulipas	01/11/2006	1,121
3	Altamira III y IV	Tamaulipas	24/12/2003	1,036
4	Tuxpan III y IV	Veracruz	23/05/2003	983
5	Valladolid III	Yucatán	01/06/2006	525
6	Río Bravo IV	Tamaulipas	01/04/2005	500
7	La Laguna II	Durango	22/04/2005	498
8	El Sauz (Bajío)	Guanajuato	09/03/2002	495
9	Río Bravo II (Anáhuac)	Tamaulipas	18/01/2002	495
10	Río Bravo III	Tamaulipas	01/04/2004	495
11	Altamira	Tamaulipas	14/05/2002	495
12	Tuxpan II	Veracruz	15/12/2001	495
13	Tuxpan V	Veracruz	01/09/2006	495
14	Mexicali (Rosarito IV)	Baja California	20/07/2003	489
15	Mérida III	Yucatán	09/06/2000	484
16	Norte Durango	Durango	07/08/2010	450
17	Monterrey III	Nuevo León	27/03/2002	449
18	Norte II	Chihuahua	19/12/2013	433
19	Chihuahua III	Chihuahua	09/09/2003	259
20	Naco Nogales	Sonora	04/10/2003	258
21	Campeche	Campeche	27/06/2003	252
22	Hermosillo	Sonora	01/10/2001	250
23	Saltillo	Coahuila	19/11/2001	248
			Total	12,340

Fuente: Secretaría de Energía, Sector Eléctrico Nacional, Subsecretaría de Electricidad.

La primera central eléctrica de ciclo combinado fue Mérida III en Yucatán; cuya construcción comenzó en el año 1997 y entró en operación en el año 2000, es propiedad de AES México, fue diseñada para tener una capacidad de 500 MW, pero en 2014 su capacidad medida fue de 484 MW; debido a que ésta central de ciclo combinado fue la primera en entrar en operación bajo el esquema de PIE, su capacidad de generación representaba el 0.7% de la generación total en el país; en el 2014 los PIE tienen un 34.16% de la generación total del país en solo 14 años, estos datos son muy alarmantes para la posición que ha ido perdiendo el Estado frente a los privados en cuestión a la generación de energía eléctrica.ⁱ

En la Tabla 9 se muestran se muestran los distintos valores de desempeño de las diversas configuraciones de las unidades de las centrales eléctricas de ciclo combinado, entre estos el régimen térmico de dichas unidades.

*Tabla 9: Valores de Desempeño de las Unidades de Ciclo Combinado Calculados por CFE.*

Número de Unidades	Capacidad por Unidad (MW)		Eficiencia (%)		Régimen Térmico (kJ/kWh)		Vida Útil en Años	Factor de Planta Optimo	Usos Propios (%)
	G/V	Bruta	Neta	Bruta	Neta	Bruto	Neto		
1Ax1		109.0	105.7	46.45	45.02	7,750	7,997	30	0.80
1Fx1		281.9	273.3	51.64	50.08	6,971	7,189	30	0.80
2Fx1		567.0	549.6	51.94	50.35	6,931	7,150	30	0.80
3Fx1		851.6	825.7	52.01	50.43	6,922	7,139	30	0.80
1Gx1		393.7	380.7	52.74	51.00	6,826	7,058	30	0.80
2Gx1		789.4	763.7	52.87	51.15	6,809	7,039	30	0.80
1Hx1		405.7	391.3	53.82	51.91	6,689	6,935	30	0.80
2Hx1		813.6	785.0	53.95	52.05	6,673	6,916	30	0.80

Fuente: Comisión Federal de Electricidad COPAR Generación 2012.

En la tabla anterior en la parte de número unidades se refiere a cuantas turbinas de gas por cada turbina de vapor. Las centrales de ciclo combinado al tener un ciclo Brayton a gas natural acoplado a un ciclo Rankine a vapor de agua, pueden tener eficiencias mucho más altas que las que poseen las centrales térmicas convencionales o las centrales turbogás; ya que se aprovechan al máximo los dos ciclos termodinámicos, siendo una de las principales características para definir la preferencia de éstas centrales eléctricas por el sector privado como por el Estado.

Los datos de eficiencia de la CFE, las termoeléctricas convencionales tienen eficiencias menores al 39%, las de turbogás menores al 36%, turbogás de diésel menores al 37% y las carboeléctricas menores al 40% y éstas últimas con niveles de contaminación muy elevados.

En el caso del mejor régimen térmico de ciclo combinado que es de 6,916 kJ/kWh, es el mejor de todas las termoeléctricas ya que el mejor régimen térmico que le sigue es el de la termoeléctrica convencional de dos unidades a vapor que es de 9,192 kJ/kWh.

Según los datos calculados por la CFE, prácticamente todas centrales termoeléctricas tienen una vida útil de 30 años, incluyendo las centrales de ciclo combinado; comparadas con otro tipo de centrales eléctricas como las hidroeléctricas que pueden llegar a 50 años de vida útil, como también, las nucleares con vida útil de hasta 60 años, las de ciclo combinado son de las que menos tiempo de vida útil poseen; en cambio poseen un costo de inversión más bajo, como también, un tiempo de construcción menor. Tomando en cuenta que la primera central eléctrica de ciclo combinado propiedad de la iniciativa privada fue construida en el año 2000 y su vida útil termina en el año 2030, esta se encuentra a la mitad de su tiempo, en cambio, la última central de ciclo combinado en propiedad de los PIE se entrará en operación en agosto de 2016, según el último informe anual de la CFE, por lo tanto su vida útil terminara en el 2046; por lo tanto,



el Estado deberá seguir comprando incondicionalmente el total de la energía eléctrica producida por los PIE hasta ese año.ⁱⁱ

6.3 Factor de Planta

El factor de planta nos permite saber cómo han estado operando las centrales eléctricas durante un año, en otras palabras que porcentaje de ese tiempo han estado generando energía eléctrica; en el caso de las centrales eléctricas de ciclo combinado que pertenecen a CFE el factor de planta más bajo es de 36.7%, que pertenece a la central de ciclo combinado de Dos Bocas en Veracruz, como se puede ver en la Tabla 7; por otro lado la que obtuvo el factor de planta más alto fue Samalayuca II en Chihuahua con un factor de planta de 91.6% respectivamente. El promedio del factor de planta de todas las centrales de ciclo combinado en poder del Estado para el año 2014 fue de 66.3%.

En el caso de los generadores privados que manejan plantas de ciclo combinado, teniendo en cuenta que su generación de energía eléctrica fue de 83,840.3 GWh y su capacidad de 12,340 MW, para el año 2014; se puede calcular que el promedio del factor de planta del sector privado para el caso de centrales eléctricas de ciclo combinado fue de 77.6% para ese mismo año.

Haciendo una comparación de las centrales eléctricas de ciclo combinado en propiedad del Estado con las que operan los privados, se puede apreciar en la Tabla 10 que las centrales de ciclo combinado con mejores resultados son las que pertenecen a los PIE.

Tabla 10: Datos de Producción de las Centrales de Ciclo Combinado en México.

Generador Ciclo Combinado	Centrales Eléctricas	Número de Unidades	Capacidad Instalada en MW	Generación en 2014 en GWh	Factor de Planta
CFE	13	69	7,566.6	45,772.6	66.3%
PIE	23	77	12,340.0	83,840.3	77.6%

Fuente: Secretaría de Energía, Sector Eléctrico Nacional, Informe anual 2014 CFE.

Los factores de planta tanto de CFE como el del sector privado no varían mucho, alrededor de un 11.3% mayor el de los PIE; donde realmente se puede observar una gran diferencia es en la capacidad instalada, como también en la generación y la cantidad de centrales de ciclo combinado; todos estos valores muestran como los PIE superan por casi el doble la capacidad de CFE en la parte de la generación de energía eléctrica mediante plantas de ciclo combinado.

En la cantidad de unidades generadoras de ciclo combinado en donde se hace notar la superioridad en tecnología de los PIE sobre CFE, ya que la diferencia entre ambos es de 8 unidades generadoras de ciclo combinado. Los PIE comenzaron a producir energía mediante plantas de ciclo combinado en el año 2000, con la entrada en operación de la central eléctrica Mérida III en Yucatán; su crecimiento a partir de entonces en la participación en el sector eléctrico, ha sido muy importante ya que han superado en capacidad las centrales de ciclo combinado de CFE, por casi el doble y con prácticamente el mismo número de unidades; por el momento



el Estado sigue siendo el mayor productor de energía en México, pero esto se debe a que posee más diversidad en formas de generar energía eléctrica, y ha tenido por mucho tiempo la exclusividad como único generador de energía eléctrica.

En el año 2014 el porcentaje de generación eléctrica mediante centrales de ciclo combinado en México por parte del sector privado fue de 33.4%, esto hace evidente la pérdida de capacidad de generación de energía eléctrica del Estado desde que se permitió que el sector privado pudiera tener una participación en la generación de energía eléctrica en México en la modalidad de PIE; ahora que se les permitirá una participación abierta en el mercado eléctrico mexicano, mediante un esquema llamado MEM y las llamadas subastas de potencia que realiza el CENACE, se hace evidente como el Estado perderá con mayor velocidad el control del sector eléctrico.

Es difícil para CFE competir con el sector privado cuando los datos técnicos de las centrales de ciclo combinado en México, muestran una superioridad muy evidente de los privados sobre las plantas de CFE; poniendo a las empresas productivas del Estado prácticamente fuera de la competencia por un lugar dominante en el mercado eléctrico, debido a que la información obtenida de la Secretaría de Energía y la CFE demuestra que las plantas de ciclo combinado de los privados poseen una mayor eficiencia que las que se encuentran bajo el control del Estado.ⁱⁱⁱ

6.4 Costo Nivelado

El factor de costo nivelado es importante ya que nos permite conocer el costo del MWh neto generado a partir del costo directo e indirecto por MW instalado. El costo nivelado depende de la vida útil de la central eléctrica, el factor de planta, la generación para usos propios y la tasa de descuento. A continuación se muestra de manera general en la Tabla 11 los costos nivelados, así como también las capacidades de las diversas opciones de plantas de ciclo combinado.

Tabla 11: Costos Nivelados de Inversión de Centrales de Ciclo Combinado.

Número de Unidades G/V	Capacidad por Unidad (MW)		Costo Neto Nivelado de Inversión (USD/MWh)	
	Bruta	Neta	12%	14%
1Ax1	109.0	105.7	\$19.07	\$22.10
1Fx1	281.9	273.3	\$15.21	\$17.62
2Fx1	567.0	549.6	\$14.69	\$17.04
3Fx1	851.6	825.7	\$14.42	\$16.72
1Gx1	393.7	380.7	\$14.00	\$16.20
2Gx1	789.4	763.7	\$13.81	\$16.01
1Hx1	405.7	391.3	\$14.00	\$16.20
2Hx1	813.6	785.0	\$13.83	\$16.03

Fuente: Comisión Federal de Electricidad COPAR Generación 2012.



En la tabla anterior en la parte de número unidades se refiere a cuantas turbinas de gas por cada turbina de vapor. En los costos nivelados se encuentran con una variación del 12% y del 14% respectivamente.

Después de la aplicación de la nueva Ley de la Industria Eléctrica, las empresas tanto del Estado como de los privados que deseen competir en el MEM, se enfrentaran al mismo costo nivelado de inversión, ya que en ambos casos los costos por invertir en centrales eléctricas de ciclo combinado serán los mismos para todos los participantes, y será cuestión que tipo de unidades de ciclo combinado deseen construir.

Sabiendo que tanto para el Estado como para los privados, la tecnología para la generación de energía eléctrica de su preferencia son las centrales de ciclo combinado; por parte de CFE se puede apreciar dicha preferencia en su Informe de Resultados 2014, en cambio por parte de la iniciativa privada se aprecia en la forma en que han generado energía eléctrica en México mayormente con centrales de ciclo combinado desde el año 2000.

Por lo general el principal combustible de las centrales de ciclo combinado es el gas natural, que una mezcla de gases ligeros, principalmente de metano (CH_4), como también cantidades significativas de etano, propano, butano, pentano y en menor proporción bióxido de carbono; así como otros elementos como helio y nitrógeno. Se puede encontrar de manera aislada o asociado a yacimientos de petróleo o también en depósitos de carbón. A finales de siglo XIX y gran parte de siglo XX, la mayor parte de éste gas asociado se quemaba en los campos de petróleos, debido a que no tenía un gran valor comercial y no se contaba con la infraestructura y tecnología para poder aprovechar dicho recurso natural. Actualmente se reinyecta para aumentar la presión en los pozos petroleros.

La manera más común de transportar el gas natural es por medio de ductos en forma líquida hacia las centrales eléctricas, que usan este recurso para generar energía eléctrica.

La calidad del gas natural está dada por su poder calorífico, es decir, la cantidad de energía calorífica que libera al quemarse; mientras más alto sea su poder calorífico, mayor será el precio de este recurso. El poder calorífico depende de los contaminantes que contiene el gas natural, que por lo general es nitrógeno; por esta razón se establece el precio del gas natural por unidades de calor (USD/MBTU), que es lo que realmente les importa a los grandes consumidores de este recurso, en lugar de que sea por cantidad (USD/kft³). El poder calorífico superior del gas natural es de 55,532 kJ/kg y el inferior es de 50,047 kJ/kg a 25 °C.

La principal ventaja del gas natural es que produce pocas cantidades de CO_2 , ya que la molécula de metano contiene 4 átomos de hidrogeno y 1 de carbono; lo que al momento de quemarse produce 2 moléculas de agua por una de CO_2 , mientras que otros hidrocarburos de cadenas largas producen 1 de agua por 1 de CO_2 .



El gas natural es un combustible fósil no renovable y de precio variable dependiendo de la oferta y la demanda; por lo tanto, durante la vida útil de una central eléctrica de ciclo combinado, el costo de su principal insumo estará variando constantemente, y con ello también variaran los costos de producción de energía eléctrica. Durante la explotación de combustibles fósiles como el gas natural, primero se extraen las reservas de costo mínimo y posteriormente las de mayor costo, con ello se provocan el incremento del precio.

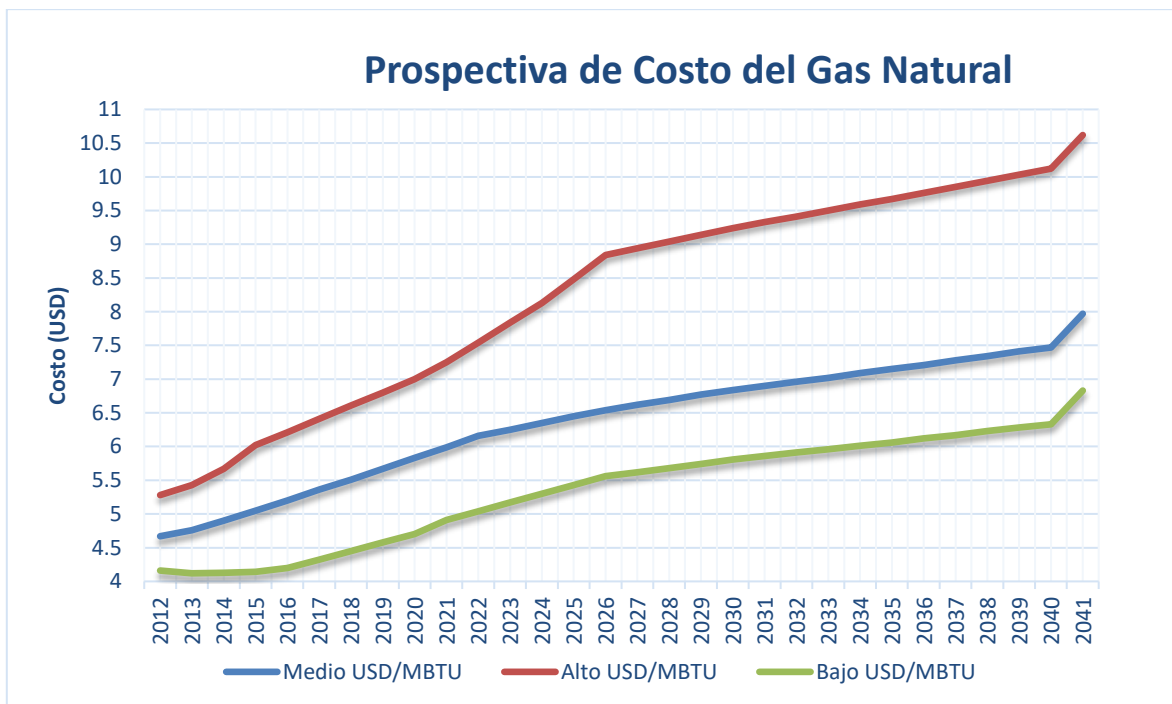


Figura 18: Gráfica de Prospectiva de los Precios del Gas Natural en USD/MBTU.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, COPAR Generación 2012.

En la Figura 18, se muestra la prospectiva sobre la variación de precio del gas natural de 2012 a 2041, para ello se emplearon datos de costos de CFE a mayo de 2011. Con estos datos CFE calculó el costo de la generación de energía eléctrica mediante centrales eléctricas de ciclo combinado que emplean gas natural como combustible.



Tabla 12: Costos Nivelados por Combustible Centrales Ciclo Combinado.

Número de unidades G/V	Capacidad por Unidad (MW)		Costo Nivelado de Combustible USD/MWh
	Bruta	Neta	
1Ax1	109.0	105.7	\$42.49
1Fx1	281.9	273.3	\$38.20
2Fx1	567.0	549.6	\$37.99
3Fx1	851.6	825.7	\$37.93
1Gx1	393.7	380.7	\$37.50
2Gx1	789.4	763.7	\$37.40
1Hx1	405.7	391.3	\$36.85
2Hx1	813.6	785.0	\$36.75

Fuente: Comisión Federal de Electricidad COPAR Generación 2012.

En la Tabla 12 se puede apreciar el costo en dólares de cada MWh generado a partir de centrales de ciclo combinado en sus diversas configuraciones, que emplean gas natural como combustible.

Para toda compañía eléctrica dedicada a la generación de energía eléctrica debe contemplar los costos nivelados de operación y mantenimiento, que por lo general son de dos tipos, fijos y variables; los primeros son aquellos gastos relacionados a la operación de la central, con una variación pequeña relacionada con la generación de energía eléctrica, como los sueldos de los trabajadores, gastos de mantenimiento, servicios generales contratados y gastos generales; los segundos son aquellos que varían directamente con la generación de energía eléctrica, como el consumo de agua, lubricantes, sustancias químicas, materiales, equipos, refacciones relacionadas a la generación de energía eléctrica y el mantenimiento mayor.

A continuación en la Tabla 13 se muestran los gastos fijos y variables de las distintas configuraciones de las centrales eléctricas de ciclo combinado calculados por la CFE.



Tabla 13: Costos Nivelados Fijos y Variables de Operación y Mantenimiento de la Centrales Eléctricas de Ciclo Combinado

Número de unidades G/V	Capacidad por Unidad (MW)		Costos Nivelados de Operación y Mantenimiento		
	Bruta	Neta	Fijo Anual (USD/MW)	Variable (USD/MWh)	Total (USD/MWh)
1Ax1	109.0	105.7	\$19,775.00	\$3.75	\$6.57
1Fx1	281.9	273.3	\$15,766.00	\$2.99	\$5.24
2Fx1	567.0	549.6	\$15,227.00	\$2.89	\$5.06
3Fx1	851.6	825.7	\$14,957.00	\$2.84	\$4.97
1Gx1	393.7	380.7	\$14,516.00	\$2.75	\$4.82
2Gx1	789.4	763.7	\$14,319.00	\$2.72	\$4.76
1Hx1	405.7	391.3	\$14,518.00	\$2.75	\$4.83
2Hx1	813.6	785.0	\$14,335.00	\$2.72	\$4.76

Fuente: Comisión Federal de Electricidad COPAR Generación 2012.

Este tipo de gastos varían dependiendo de la empresa eléctrica de que se trate, en éste caso son los costos nivelados calculados de la CFE. En el caso de los costos de combustible, la CFE puede conseguir mejores precios ya que el proveedor es PEMEX, que es otra empresa del Estado y puede ofrecer mejores precios para la CFE, y representar un importante ahorro para la empresa del Estado.

El costo total de generación es la suma de los costos de inversión, combustibles, operación y de mantenimiento; con la información sobre todos estos costos se puede calcular el costo total de generación de energía eléctrica para las centrales de ciclo combinado de la CFE en la Tabla 14.

Tabla 14: Costos Totales Nivelados de Generación por Ciclo Combinado CFE.

Número de unidades G/V	Capacidad por Unidad (MW)		Costos en USD/MWh Netos			
	Bruta	Neta	Inversión	Combustible	Operación y Mantenimiento	Total
1Ax1	109.0	105.7	\$19.07	\$42.49	\$6.57	\$68.14
1Fx1	281.9	273.3	\$15.21	\$38.20	\$5.24	\$58.65
2Fx1	567.0	549.6	\$14.69	\$37.99	\$5.06	\$57.74
3Fx1	851.6	825.7	\$14.42	\$37.93	\$4.97	\$57.33
1Gx1	393.7	380.7	\$14.00	\$37.50	\$4.82	\$56.33
2Gx1	789.4	763.7	\$13.38	\$37.40	\$4.76	\$55.97
1Hx1	405.7	391.3	\$14.00	\$36.85	\$4.83	\$55.68
2Hx1	813.6	785.0	\$13.83	\$36.75	\$4.76	\$55.34

Fuente: Comisión Federal de Electricidad COPAR Generación 2012.



Como se puede ver en la Tabla 15, cuando comparamos los costos totales nivelados por tipo de modalidad generación de energía eléctrica, el ciclo combinado es la opción más económica para generar energía eléctrica para la CFE, además que para la iniciativa privada es la opción más buscada en México.

Tabla 15: Costos Totales Nivelados por Tipo de Generación CFE.

Tipo de Central	Número de Unidades	Capacidad por Unidad (MW)		Tipos de Costos (USD/MWh)				
		Bruta	Neta	Inversión	Combustible	O&M	Agua	Total
Termoeléctrica Convencional	2	350	332.2	25.76	87.61	6.58	1.49	121.44
	2	160	149.2	36.41	93.65	9.3	1.75	141.12
	2	80	74.5	45.95	100.43	11.74	1.97	160.09
Turbogás Aeroderivada de Gas	1	42.2	40.9	93.81	52.77	15.74		162.32
	1	103.7	100.3	86.82	50.41	14.57		151.8
Turbogás Industrial de Gas	1	84.7	83.1	68.14	66.02	11.43		145.6
	1F	182.1	178.2	58.69	57.86	9.85		126.4
	1G	262.7	256.6	53.58	55.43	8.99		118.01
	1H	273.9	266.2	54.64	54.16	9.17		117.97
Turbogás Diésel	1	39.9	39.9	90.15	147.06	15.13		252.33
Ciclo Combinado Gas	1Ax1	109	105.7	19.07	42.49	6.57	0.01	68.14
	1Fx1	281.9	273.3	15.21	38.2	5.24		58.65
	2Fx1	567	549.6	14.69	37.99	5.06		57.74
	3Fx1	851.6	825.7	14.42	37.93	4.97		57.33
	1Gx1	393.7	380.7	14	37.5	4.82		56.33
	2Gx1	789.4	763.7	13.81	37.4	4.76		55.97
	1Hx1	405.7	391.3	14	36.85	4.83		55.68
	2Hx1	813.6	785	13.83	36.75	4.76		55.34
Combustión Interna	1	44	42.3	46.42	80.64	18.02	0.04	145.12
	3	3.6	3.3	66.35	99.81	7.74	0.09	173.99
Carboeléctrica Supercrítica y Supercrítica Desulfurada	2	350	331.1	33.79	28.78	8.63		71.2
	1	700	671.4	30.29	27.03	7.74		65.06
	1	700	668.6	31.42	26.91	8.03		66.36
Nuclear (ABWR)	1	1,400	1351	72.05	5.35	13.88		91.27
Geotermoeléctrica Cerro Prieto y Los Azufres	4	27	25	36.19	70.28	12.45	0.07	118.99
	4	26	25	30.65	29.96	9.86	0.07	70.54
Hidroeléctricas	2	375	373	112.26		10.44		123.42
	3	45	44.8	100.58		9.35		119.72
	2	8.6	8.5	45.43		4.23		58.29
Eólica Viento Clase 6 y Clase 7	67	1.5	1.5	77.41		9.16		86.57
	67	1.5	1.5	67.74		8.01		75.75
Solar Fotovoltaica	1	60	59.9	182.12		7.63		189.74

Fuente: Comisión Federal de Electricidad COPAR Generación 2012.

Para el caso de las centrales de ciclo combinado los costos nivelados por concepto de consumo de agua son despreciables, debido a que el consumo de agua en el aerocondensador es de alrededor de 5,200 m³/año, es por ello que el costo nivelado por este insumo es despreciable.^{iv}

En México las tarifas por el comercio de gas natural se encuentran reguladas por la CRE, por lo tanto poseen tope máximo permitidos. Los precios máximos que una empresa privada como Gas Natural Fenosa u otra que opere en el país deben respetar se encuentran el DOF, dichos precios varían según la región del



país en donde se comercialice dicho insumo. A continuación en la Tabla 16 se muestran los precios del gas natural del sector industrial en algunas zonas del país.

Tabla 16: Precios Máximos por Zonas Aprobados por la Comisión Reguladora de Energía.

Cargos	Unidades	Distribución con Comercialización	Distribución Simple	
			Cargo por Capacidad	Cargo por Uso
Ciudad de México				
Servicio	Pesos/mes	\$5,000.00		
De 0 a 3,488 GJ/mes	Pesos/GJ	\$16.2796	\$12.8547	\$3.4249
Más de 3,488 a 6,975 GJ/mes	Pesos/GJ	\$11.6886	\$8.2296	\$2.4590
Más de 6,975 a 174,447 GJ/mes	Pesos/GJ	\$9.5121	\$7.5110	\$2.0011
Más de 174,447 a 348,899 GJ/mes	Pesos/GJ	\$7.4063	\$5.8482	\$1.5581
Más de 348,899 GJ/mes	Pesos/GJ	\$5.2902	\$4.1773	\$1.1129
Tarifa Única Servicio	Pesos/mes	\$10,000.00		
Tarifa Única	Pesos/GJ	\$0.7029	\$0.5550	\$0.1479
Monterrey				
Servicio	Pesos/mes	\$5,000.00		
De 0 a 3,488 GJ/mes	Pesos/GJ	\$15.3736	\$11.7363	\$3.6373
Más de 3,488 a 6,975 GJ/mes	Pesos/GJ	\$8.8718	\$6.7728	\$2.0990
Más de 6,975 a 174,447 GJ/mes	Pesos/GJ	\$1.3659	\$1.0427	\$0.3232
Más de 174,447 a 348,899 GJ/mes	Pesos/GJ	\$0.6034	\$0.4606	\$0.1428
Más de 348,899 GJ/mes	Pesos/GJ	\$0.1549	\$0.1182	\$0.0366
Tarifa Única Servicio	Pesos/mes	\$10,000.00		
Tarifa Única	Pesos/GJ	\$0.7029	\$0.5366	\$0.1663
Nuevo Laredo				
Servicio	Pesos/mes	\$5,000.00		
De 0 a 3,488 GJ/mes	Pesos/GJ	\$22.3878	\$17.5092	\$4.8786
Más de 3,488 a 6,975 GJ/mes	Pesos/GJ	\$9.6381	\$7.5378	\$2.1003
Más de 6,975 a 174,447 GJ/mes	Pesos/GJ	\$6.0192	\$4.7076	\$1.3117
Más de 174,447 a 348,899 GJ/mes	Pesos/GJ	\$0.4815	\$0.3766	\$0.1049
Más de 348,899 GJ/mes	Pesos/GJ	\$0.2006	\$0.1569	\$0.0437
Saltillo				
Servicio	Pesos/mes	\$5,000.00		
De 0 a 3,488 GJ/mes	Pesos/GJ	\$11.1047	\$8.6263	\$2.4844
Más de 3,488 a 6,975 GJ/mes	Pesos/GJ	\$8.0508	\$6.2497	\$1.8012
Más de 6,975 a 174,447 GJ/mes	Pesos/GJ	\$3.6347	\$2.8215	\$0.8132
Más de 174,447 a 348,899 GJ/mes	Pesos/GJ	\$2.2741	\$1.7653	\$0.5088
Más de 348,899 GJ/mes	Pesos/GJ	\$1.4984	\$1.1632	\$0.3353
El Bajío				



Servicio	Pesos/mes	\$8,000.00		
De 0 a 3,488 GJ/mes	Pesos/GJ	\$14.0793	\$10.6346	\$3.4448
Más de 3,488 a 6,975 GJ/mes	Pesos/GJ	\$12.8253	\$9.6873	\$3.1379
Más de 6,975 a 174,447 GJ/mes	Pesos/GJ	\$10.4987	\$7.9300	\$2.5687
Más de 174,447 a 348,899 GJ/mes	Pesos/GJ	\$10.9458	\$8.2677	\$2.6781
Más de 348,899 GJ/mes	Pesos/GJ	\$5.4863	\$4.1440	\$1.3423
Tarifa Única Servicio	Pesos/mes	\$10,000.00		
Tarifa Única	Pesos/GJ	\$0.7029	\$0.5309	\$0.1720

Fuente: Diario Oficial de la Federación.

Como se puede observar en la Tabla 16, los precios del gas natural disminuyen a medida de que el consumo del mismo aumenta, con ello la CFE posee una ventaja ya que en las zonas del país donde la empresa del Estado posea varias instalaciones de termoeléctricas como de ciclo combinado, podrá conseguir mejores precios por éste insumo que alguna empresa privada que planea construir alguna central de ciclo combinado para competir en el MEM.

Unos de los factores fundamentales que hace competitiva la tecnología de ciclos combinados son los precios del gas natural. En México gran parte del gas natural que se consume es importado desde Estados Unidos, por lo tanto los precios de éste insumo depende en gran medida de la producción en el país vecino y los precios aprobados en el mismo. El precio del gas natural es uno de los que presenta mayor variación entre los combustibles fósiles, pero en los años recientes ha tenido precios competitivos que ha permitido el desarrollo acelerado de nuevas centrales de ciclo combinado; junto con que la combustión del gas natural es una de las más limpias entre los combustibles fósiles.

Uno de los factores más importantes en la competencia en el MEM será el precio del gas natural para permitir la construcción de nuevas instalaciones de generación de energía eléctrica de ciclo combinado, debido a que los costos nivelados totales de la generación de energía eléctrica a través de ésta tecnología son de los más competitivos, debido en gran parte a los precios del gas natural han sido bajos a comparación con otros combustibles; por ello, el costo del gas natural en México será fundamental para la competencia dentro del nuevo mercado eléctrico.

La Secretaria de Energía posee los costos de la energía eléctrica calculada por nodo (Precios Marginales Locales, PML), a continuación en la Tabla 17, se muestran algunos promedios de estos costos en algunas zonas del país. Los costos de la energía eléctrica tienen una variación dependiendo la época del año, hora del día, zona del país y nodo del Sistema Eléctrico Nacional del cual se compre la energía eléctrica; debido a que existe una gran cantidad de nodos a lo largo de todo el país, en la Tabla 17 se muestran algunos promedios de zonas del país.

*Tabla 17: Promedios de Costos de la Energía Eléctrica en Algunas Zonas del País 2016. PML*

Zona del País	Promedio de Componente de Energía (\$/MWh)	Promedio de Componente de Perdidas (\$/MWh)	Promedio de Componente de Congestión (\$/MWh)	Promedio Total de Energía (\$/MWh)
Norte, C.D. Juárez	\$851.4778	-\$48.489	\$19.7037	\$822.6925
Norte, Durango	\$851.2259	\$55.8503	\$16.8494	\$923.9256
Norte, Chihuahua	\$851.372	-\$39.0642	\$17.7096	\$830.0174
Peninsular, Mérida	\$851.3967	\$84.7695	\$39.8981	\$976.0643
Noroeste, Guaymas	\$850.6119	\$13.8818	\$32.2718	\$896.7655
Occidental, Querétaro	\$851.3967	\$2.5298	-\$0.3872	\$853.5393
Occidental, Colima	\$851.3967	\$16.5571	\$2.6294	\$870.5832
Central, Pachuca	\$851.3967	\$9.1828	-\$2.1246	\$858.4549
Central, Valle de México Norte	\$850.8628	\$12.7763	-\$1.8956	\$861.7435

Fuente: Secretaría de Energía.

En la Tabla 17, se escogieron estas zonas del país debido a que la CFE y la iniciativa privada (PIE) poseen centrales eléctricas de ciclo combinado y como ya se vio antes son de las más competitivas del país en cuanto a sus costos nivelados se refiere.

Por lo que se puede ver en la Tabla 17, los costos por MWh no varían demasiado en el país, a excepción de Durango y Mérida, por lo tanto en la zona del país en donde quiera la CFE construir nuevas centrales de eléctricas, se enfrentara casi a los mismo niveles de costos por energía para competir, por ello el parámetro más importante para competir con centrales de ciclo combinado en el nuevo mercado eléctrico serán los costos del gas natural como insumo principal de este tipo de tecnología, tanto para la empresa productiva del Estado como para la iniciativa privada.

Como se puede apreciar en el Tabla 18, relacionada con la Tabla 17, se tienen las centrales eléctricas de ciclo combinado en operación, como también en proyectos de modernización, construcción y optimización. Se pueden observar los desempeños de las diversas centrales, como las privadas como también las que pertenecen a la CFE.

Los costos de la energía de los nodos del Sistema Eléctrico Nacional son calculados por el CENACE y aprobados por la CRE. Los cálculos efectuados por el CENACE se basan en los costos de la energía eléctrica que generan los participantes que pretendan conectarse a dichos nodos, como también la demanda eléctrica que existe dentro de los mismos; por otro lado también el CENACE debe calcular los costos dependiendo de la capacidad del Sistema Eléctrico Nacional y sus necesidades de mantenimiento. Las centrales eléctricas de ciclo combinado más eficientes serán las que puedan obtener los mejores rangos de ganancias dentro de las conexiones a los nodos que son organizados por la CRE a través del CENACE.

*Tabla 18: Centrales de Ciclo Combinado y Proyectos Cercanas a los Nodos de la Tabla 17.*

Nombre de la Central o Proyecto	Tipo de Participante	Operación	Región del País	Capacidad (MW)	Unidad a Retirar	Régimen Térmico (GJ/MWh)
Tula (Francisco Pérez Ríos)	CFE	Si	Central, Pachuca	489.0	No	10.0
Valle de México	CFE	Si	Central, Valle de México	549.3	No	11.3
Chihuahua II (El Encino)	CFE	Si	Norte, Chihuahua	619.4	No	6.9
Gómez Palacio	CFE	Si	Norte, Durango	239.8	Si	9.7
La Laguna II	PIE	Si	Norte, Durango	498.0	No	8.0
Norte II	PIE	Si	Norte, Chihuahua	433.0	No	7.0
Norte	PIE	Si	Norte, Durango	450.0	No	7.3
Samalayuca II	CFE	Si	Norte, CD Juárez	521.8	Si	7.9
Transalta Chihuahua III	PIE	Si	Norte, Chihuahua	259.0	No	8.6
Fuerza y Energía de Hermosillo	PIE	Si	Noroeste, Sonora	250.0	No	7.0
Hermosillo	CFE	Si	Noroeste, Sonora	227.0	No	7.3
El Sauz	PIE	Si	Occidental, Querétaro	495.0	No	8.3
El Sauz	CFE	Si	Occidental, Querétaro	591.0	No	6.9
Manzanillo (General Manuel Alvares Moreno P1)	CFE	Si	Occidental, Colima	727.0	No	6.9
Manzanillo (General Manuel Alvares Moreno P2)	CFE	Si	Occidental, Colima	727.0	No	6.9
Mérida III	PIE	Si	Peninsular, Mérida	484.0	No	7.9
Valladolid (Felipe Carrillo Puerto)	CFE	Si	Peninsular, Mérida	220.0	Si	10.2
Valladolid III	PIE	Si	Peninsular, Mérida	525.8	No	7.3
CCC CFE 02	CFE	Proyecto Firme	Centro, Valle de México	660.2	No	6.9
CCC CFE 17	CFE	Proyecto Firme	Peninsular, Mérida	507.1	No	6.9
CCC CFE 05	CFE	Proyecto Firme	Centro, Valle de México	633.0	No	6.1
CCC CFE 29	CFE	Proyecto Optimización	Centro, Valle de México	1,162.0	No	6.5
CCC CFE 23	CFE	Proyecto Optimización	Centro, Valle de México	1,162.0	No	6.5
CCC CFE 18	CFE	Proyecto Optimización	Centro, Valle de México	629.0	No	6.6
CCC CFE 30	CFE	Proyecto Optimización	Norte, Chihuahua	958.0	No	6.5
CCC CFE 32	CFE	Proyecto Optimización	Norte, Chihuahua	968.0	No	6.5
CCC CFE 24	CFE	Proyecto Optimización	Centro, Valle de México	601.0	No	6.9
CCC CFE 06	CFE	Proyecto Modernización	Centro, Valle de México	564.0	No	7.3
CCC PIE 02	PIE	Proyecto Firme	Norte, CD Juárez	931.9	No	6.4

Fuente: Secretaría de Energía, PRODESEN 2016-2030.



Actualmente tanto la CFE como los privados se encuentran en igualdad de condiciones para poder acceder a la competencia, ya que ambos pueden obtener nuevas centrales eléctricas a los mismos precios y la CFE puede reducir sus costos de operación y mantenimiento para aumentar su competitividad; pero el principal obstáculo para la CFE es el presupuesto que necesita para realizar nuevos proyectos, el cual se encuentra sujeto a la aprobación de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

En la Tabla 18, se puede apreciar que la CFE posee varias centrales de ciclo combinado que saldrán de operación, dentro de esta problemática la empresa productiva del Estado debe tener un plan para sustituir dichas centrales eléctricas o valorar si se requiere su sustitución; este tipo de decisiones deben estar enfocadas en fortalecer su lugar como un competidor dentro del nuevo Mercado Eléctrico Mayorista.

6.5 Externalidades

Con la entrada en vigor de la nueva Ley de Industria Eléctrica, en México cambiará por completo la forma de comercializar la energía eléctrica. El Estado posee diversas formas de generar energía eléctrica como:

- Termoeléctricas Convencionales
- Turbogás
- Ciclo Combinado
- Combustión Interna
- Carboeléctricas
- Nucleoeléctrica
- Geotérmicas
- Hidroeléctricas
- Eólicas
- Solar Fotovoltaica

Por medio de todas estas tecnologías de generación de energía eléctrica, el Estado ha abastecido la demanda eléctrica del país desde que se nacionalizó la industria eléctrica en 1960; ahora con los cambios en el sector eléctrico, las empresas productivas del Estado se enfrentan a una nueva forma de generar y comercializar la energía eléctrica, tomando decisiones difíciles, en cuanto a cómo participar en un nuevo mercado eléctrico, sin descuidar sus obligaciones con los pequeños consumidores de energía eléctrica del país como el sector residencial.

La tecnología con los costos totales nivelados de generación mediante unidades de ciclo combinado son más competitivos, ya que los costos no pasan de los \$70 dólares por MWh generado; en cambio otro tipo de tecnologías de generación como las hidroeléctricas sobrepasan los \$110 dólares por MWh generado. Debido a estos datos, se puede entender que la opción más viable para obtener ganancias más altas por la iniciativa privada es la tecnología del ciclo combinado; por otro lado, el Estado también se ha encaminado hacia esa tecnología según el último informe anual de la CFE, no obstante, cabe destacar que toda esta



diversidad de tecnologías ya las tiene el Estado, ya que éste ya invirtió en ellas y puede aprovecharlas al máximo, debido a que ya las tiene a su alcance.^v

Existen otros costos que las empresas que poseen centrales eléctricas no costean o no se benefician de ellos; a estos costos que no se reflejan en las finanzas de este tipo de empresas son denominados como externalidades. Por lo general gran parte de los impactos que generan las externalidades son dirigidos hacia el medio ambiente o a impactos en la salud del ser humano.

En caso de las externalidades sobre los daños que se realizan al medio ambiente, los más comunes son ocasionados por las emisiones contaminantes a la atmosfera como: NO_x, SO_x, CO₂ y CH₄, entre los más comunes. También existen contaminantes al suelo y el agua, que por lo general son emitidos por las cenizas generadas por la combustión de carbón en la carboeléctricas.

Además de los impactos al medio ambiente, existen otros impactos como lo son afectaciones a la salud humana como: enfermedades en las vías respiratorias por las emisiones contaminantes y enfermedades gastrointestinales por los contaminantes en el suelo o el agua, entre los más comunes. Otras externalidades se derivan de los daños en materiales por corrosión o deterioro en general ocasionados por estar en contacto con sustancias corrosivas o por altas temperaturas.

No solo existen impactos negativos por las diversas formas de generar energía eléctrica, además también se tienen impactos positivos como: la generación directa o indirecta de empleos, nuevas zonas turísticas, abastecimiento eléctrico en nuevas zonas, desarrollo en el sector industrial y comercial, entre otros.

Tabla 19: Costos de las Externalidades de Mayor Importancia en la Generación de Energía Eléctrica Dentro de la Comunidad Europea en 2007.

Tipo de Generación	Planta Nuclear (Uranio)		Planta Convencional (Combustóleo)		Planta Convencional (Carbón)		Ciclo Combinado (Gas Natural)		Central Hidroeléctrica (Dique)		Central Eólica (Tierra Adentro)	
	USD/MWh	%	USD/MWh	%	USD/MWh	%	USD/MWh	%	USD/MWh	%	USD/MWh	%
Salud Humana	210	73	2470	75	1730	40	580	30	80	75	100	74
Medio Ambiente	20	6	240	7	220	5	100	5	0	5	10	6
Radionúclidos	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo Marginal de Gases Efecto Invernadero	60	20	600	18	2370	55	1.24	64	20	20	30	21
Total de Costos Externos	300	100	3310	100	4320	100	1920	100	110	100	140	100

Fuente: Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias.

En México la Secretaria de Energía toma en cuenta el efecto de las externalidades por la generación de energía eléctrica en el cambio climático, y con el apoyo de la Secretaria de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), consideran las siguientes opciones:



- ✓ Seleccionar sitios adecuados para la construcción de nuevas centrales eléctricas, para evitar que estas sufran deterioros por efectos de la naturaleza.
- ✓ Proveer nuevos sistemas de enfriamiento en las plantas en zonas donde se tienen temperaturas extremadamente calurosas o condiciones de sequías.
- ✓ Tener una infraestructura alternativa de generación cuando las centrales hidroeléctricas no cuentan con el nivel de agua adecuado para generar.
- ✓ Incrementar la seguridad de las centrales hidroeléctricas e implementar medidas de adaptación del lugar y región para enfrentar situaciones de riesgo por desbordamiento de las presas.
- ✓ Tomar en cuenta y prevenir el efecto de la reducción de potencia en turbinas de gas, por las altas temperaturas.
- ✓ Contratación de seguros que cubran daños a instalaciones, equipo y personal.
- ✓ Tomar en cuenta programas de reducción de gases de efecto invernadero, que se han realizado en otros países en el área de la generación de energía eléctrica.
- ✓ Cuando se construye una nueva central eléctrica se debe tomar en cuenta la emisión de gases de efecto invernadero, con el objetivo de reducir los riesgos a la población cercana a la planta, además de usar la tecnología más avanzada en ésta área.

Una vez que se toman en cuenta todas las externalidades generadas por la generación de la energía eléctrica, se toman las decisiones para las acciones más eficaces orientadas en reducir los impactos económicos, sociales y ambientales; con ello, se aportan elementos para un análisis comparativo de diversas estrategias a seguir para el desarrollo sustentable, promover fuentes renovables de energía, realizar estudios de mitigación ambiental tomando en cuenta la factibilidad de la instalación de tecnologías para la reducción de emisiones, la valoración integral de tecnologías y procesos promoviendo las tecnologías más eficientes y limpias, seleccionar la ubicación de nuevas centrales eléctricas y establecer nuevos niveles de emisiones permisibles, entre otros.^{vi}

El beneficio inmediato de la cuantificación de la magnitud en las externalidades se encuentra directamente relacionado con la revisión de las políticas que se realicen dentro del sector eléctrico. En este caso el Estado es el principal responsable del análisis de las externalidades y reducción de riesgos dentro de la Industria Eléctrica Nacional.



6.6 Conclusión

La forma cómo será la competencia dentro del MEM por parte de la iniciativa privada será por medio de plantas generadoras de ciclo combinado, ya que es la forma de generar energía eléctrica que han adoptado desde el año 2000 hasta ahora, además analizando los costos nivelados totales de generación, el ciclo combinado es la tecnología que mayor rango de ganancias aporta, como también que su tiempo de construcción no es muy largo, como el caso de otras tecnologías como las hidroeléctricas o las centrales nucleares.

La iniciativa privada por ahora lleva la ventaja en la generación de energía eléctrica por medio de unidades de ciclo combinado, ya que sus unidades tienen un mejor rendimiento, eficiencia, tecnología, factor de planta más alto y por lo tanto una mayor producción que las unidades de ciclo combinado en posesión del Estado; por lo tanto, si la CFE decide competir en el mercado eléctrico mediante este tipo de unidades, deberá tomar en cuenta que sus competidores llevan la ventaja en esta forma de generar energía eléctrica.

En el último informe de resultados de la CFE 2014, se aprecia el interés por las centrales eléctricas de ciclo combinado, debido a que según los datos de la empresa del Estado, el gas natural posee un precio competitivo y se puede transportar a su lugar de consumo a través de ductos, como también, PEMEX puede abastecer a la empresa del Estado de este combustible a precio preferencial ya que ambas pertenecen al Estado.

Los costos de generación de energía eléctrica más competitivos, según el análisis de costos nivelados de la CFE, son los de las unidades de ciclo combinado, pero para esta empresa productiva del Estado es un camino difícil ya que muchas de sus centrales eléctricas de ciclo combinado, no poseen la tecnología más reciente, por lo tanto se deben tomar decisiones para poder competir en el MEM, o por el contrario abandonar ésta posibilidad. En el caso de que el Estado decida entrar a la competencia en el mercado eléctrico, deberá decidir con cuidado que tecnologías en su posesión deberán participar en el mercado eléctrico, con la ventaja de que la CFE posee la mayor capacidad instalada y mayor experiencia en el manejo de la demanda eléctrica, como también mayor número y diversidad de centrales eléctricas que ya se encuentran en operación.

El factor de planta de la empresa del Estado es un poco bajo, en el caso de todas las centrales eléctricas, como también en el caso de sus unidades de ciclo combinado. La CFE deberá cambiar esta situación comenzando a modernizar lo más posible todas sus centrales eléctricas para volverlas más competitivas ante las centrales eléctricas de ciclo combinado de la iniciativa privada. Todo esto será analizado en diversos escenarios serán analizados en el siguiente capítulo, donde se analizarán las ventajas y desventajas de las posibles decisiones que el Estado adopte ante la apertura de un nuevo mercado eléctrico.



ⁱ Información obtenida de: El Informe Anual a Diciembre de 2014.

ⁱⁱ Información Obtenida de: Comisión Federal de Electricidad COPAR 2012 Generación.

ⁱⁱⁱ Información obtenida de: El Informe Anual a Diciembre de 2014, Secretaria de Energía, Sector Eléctrico Nacional.

^{iv} Información Obtenida de: Comisión Federal de Electricidad COPAR 2012 Generación.

^v Información Obtenida de: Comisión Federal de Electricidad COPAR 2012 Generación.

^{vi} Información Obtenida de: Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias.



7. OPCIONES DE LAS CENTRALES DE CFE EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA.

7.1 Introducción

El país se enfrenta a cambios muy importantes en la organización del sector eléctrico, ya que la participación privada inicio en dicho sector en el año 2000, que ahora tiene las puertas abiertas para competir por la venta de energía eléctrica en grandes cantidades, hacia los grandes consumidores del sector industrial, a través del nuevo mecanismo llamado MEM. En este nuevo esquema que surgió de la evolución en los cambios a la ley efectuados en el mandato del expresidente Doc. Carlos Salinas de Gortari (1988-1994), donde se le dio la posibilidad a la participación privada en la generación de energía eléctrica para su venta exclusiva al Estado a través de la CFE; y la evolución termina con la reforma energética del presidente M. en A. Enrique Peña Nieto.

La CFE como empresa productiva del Estado deberá ver las opciones posibles, que pueda tomar para marcar el futuro de la industria eléctrica de la nación, en la participación en el nuevo MEM; dicho mercado será manejado por el CENACE mediante procesos de subastas, en las que se realizarán todas las ofertas de precios de los participantes tanto privados como el Estado, para que los representantes de los grandes consumidores decidan a quien comprar la energía eléctrica.

Los grandes consumidores de energía eléctrica basaran sus preferencias por los precios más bajos del mercado, sin importar los demás aspectos en cuanto a que tipo de tecnología se emplea, como si es contaminante o no. El Estado ha decidido incentivar la producción de energías limpias de generación de energía eléctrica, pero éste tipo de energías no tienen la posibilidad de generar grandes cantidades de energía eléctrica; por lo tanto se ve muy difícil la posibilidad de una gran participación de la iniciativa privada por medio de dichas tecnologías.

En este capítulo se analizaran diversos escenarios a los que el Estado deberá enfrentarse con estos nuevos cambios. Un escenario muy lógico es la decisión por dedicarse exclusivamente a mandar su capacidad a la reserva; esto parece ser el camino más fácil para el Estado, pero deja vulnerables a los consumidores ante una posible alza en los precios. Repotenciar las centrales eléctricas del Estado ya existentes, para competir en el MEM, es otro escenario para que el Estado pueda tener una participación importante. Iniciar la construcción de nuevas centrales eléctricas, es otro posible escenario, aunque un poco complicado por la necesidad de invertir mucho capital, pero en el último informe de resultados de la CFE ya se contempla dicha posibilidad. Finalmente se tiene la renuncia al MEM escenario negativo para el país, pero muy cierto, debido a que si no se hace nada para evitarlo será muy difícil salir de dicho escenario. El análisis de todas estas opciones es la parte final de este trabajo y para ello, se hará uso de toda la información contenida en los capitulos anteriores.



7.2 Capacidad de Reserva

En un nuevo escenario de comercialización de grandes cantidades de energía eléctrica, donde los principales clientes son los grandes consumidores de energía eléctrica, que son los grandes industriales de México, esto se puede apreciar en la Figura 40. Se presenta una nueva forma de abastecimiento de energía eléctrica mediante un nuevo esquema de comercio llamado MEM, en cual se realizarán ofertas de compraventa de energía eléctrica y sus productos asociados, con el objetivo de que se incentive la libre competencia en el sector eléctrico del país.

El Estado se enfrenta a una dura competencia en el mercado eléctrico de alto consumo, ya que en ese mercado lo que realmente tomara un peso importante es el precio por MWh, sin importar de qué tipo de tecnología provenga dicha energía eléctrica; en éste caso, la tecnología que ofrece menores costos nivelados es el ciclo combinado, por ello la iniciativa privada la ha usado desde el año 2000 en México. El caso del Estado es muy distinto ya que la CFE a lo largo de muchos años ha desarrollado diversas tecnologías, sobre todo el caso de diversas hidroeléctricas, que ya se encuentran en operación; esto puede ser una gran ventaja para el Estado en la competencia por la compraventa de energía eléctrica.

Un factor muy importante que se debe considerar, es que la CFE es una empresa productiva en propiedad de Estado, que recibe un presupuesto a cargo de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, explicado en la nueva Ley de la Industria Eléctrica; éste factor es de una importancia fundamental, ya que debido a que una secretaria totalmente ajena a la CFE, decide con qué recursos la empresa productiva del Estado deberá operar y realizar sus proyectos; este factor será fundamental para que la CFE pueda entrar en la competencia del MEM.

La capacidad instalada de la CFE al año 2014, publicada en el último informe de resultados, fue de 41,523.9 MW que es un 76.3% de la capacidad total del país en ese año; en comparación con los PIE que tienen una capacidad instalada de 12,850.8 MW que es un 23.6% de la capacidad total. En los datos solo se contempla a la CFE y a los PIE, no se toman en cuenta las demás formas de generar energía eléctrica, como el autoabastecimiento. En cuanto a la energía eléctrica que se generó en el año 2014, la CFE generó 165,165.3 GWh, siendo un 65.8% de la energía que se generó; en cambio los PIE generaron 85,704.7 GWh, que represento el 34.1% de la generación; esto coloca al Estado todavía en una posición muy importante en cuanto a su capacidad como productor de energía eléctrica, ya que supera todavía a la iniciativa privada casi por el doble en cuanto a la generación.

Un escenario donde la capacidad de generación del Estado sea destinada a la reserva, puede parecer muy lógico ante esta nueva apertura del sector eléctrico; cabe destacar que el Estado tiene la obligación de satisfacer la demanda eléctrica nacional en su totalidad, en el caso de la nueva Ley de la Industria Eléctrica, se plante una división del mercado eléctrico en cuanto a sus consumidores, lo que sería los grandes consumidores de energía, como los grandes industriales, que se encontraran dentro del MEM; y por otro lado los pequeños consumidores como el sector doméstico, que es el más representativo, éste último representa la demanda



eléctrica que el Estado deberá cubrir, ya que no es parte del MEM; todo esto coloca a la CFE como una empresa obligada a cubrir la demanda eléctrica de los pequeños consumidores de energía.

En el 2013 los pequeños consumidores que representan el mayor número de clientes consumieron el 41.2% de la energía eléctrica generada en el país, el resto fue consumida por el sector industrial que fue el 58.8%, datos de la Secretaria de Energía; esto coloca a la CFE en la posición de aportar alrededor del 41.2% de la energía que se consume en el país de forma obligatoria; mientras que lo demás lo podrían cubrir empresas privadas nacionales o extranjeras, este sería el escenario donde la empresa productiva del Estado quedaría relegada a la reserva, ya que el mercado realmente importante es el sector industrial, ya que es donde se comercializan grandes cantidades de energía eléctrica; esto se aprecia en la cantidad ingresos de la CFE en 2013 aportada por dicho sector, fueron de \$15,858.1 millones de pesos, representando el 59.7% de los ingresos de la empresa productiva del Estado. En el caso de la cantidad de clientes que representa el sector industrial es del 0.8% del total que se tienen en México; es por ello que este sector aporta las mayores ganancias en cuanto a cliente; si la CFE decide mandar su capacidad a la reserva, estaría perdiéndose de las mejores ganancias que aporta éste mercado y dejaría de ser una empresa competitiva, lo cual significativa perder todo lo que el país ha conseguido a lo largo de muchos años.ⁱ

El 29 de Marzo de 2016 el CENACE con la autorización de la Secretaria de Energía y la CRE, realizo la primera subasta del largo plazo, para que el Estado por medio de la CFE compre los siguientes productos:

- Potencia Eléctrica
- Energía Eléctrica
- Certificados de Energías Limpias (Incentivos por parte del Estado para el apoyo de éste tipo de generación de energía eléctrica a partir de energías limpias)

En esta primer subasta, la única empresa compradora de los productos ya mencionados, fue la empresa productiva del Estado CFE; la cual ofreció comprar 500 MW de potencia eléctrica, 6,300 GWh de energía eléctrica y 6.3 millones de certificados de energías limpias. Los resultados de la subasta se muestran en la Tabla 23, dicha subasta se realizó a través de un programa de cómputo, que realiza iteraciones para seleccionar las ofertas que estén dentro del presupuesto autorizado de la CFE por la Secretaria de Hacienda y Crédito Público. En el caso de que en la primera iteración de dicho programa no arroje un resultado satisfactorio, se pedirá a los vendedores que cambien sus precios para volverá repetir el proceso; solo los precios se pueden modificar, los demás parámetros deberán quedar intactos.

*Tabla 20: Resultados de la Primer Subasta de Contratos a Largo Plazo del CENACE.*

Productos Ofertados	Cantidad Ofertada	Cantidad Comprada	Porcentaje
Potencia Eléctrica	500 MW	0 MW	0.00%
Energía Eléctrica	6,300 GWh	5,385.72 GWh	84.66%
Certificados de Energías Limpias	6,300,000	5,426,458	85.30%

Fuente: CENACE Primera Subasta de Largo Plazo.

En éste caso no se presentaron compradores, por lo tanto, la CFE fue la única compradora; por otro lado, se presentaron 81 vendedores con 338 ofertas, de los cuales se retiraron 12 vendedores y 111 ofertas, quedando 69 vendedores con 227 ofertas a participar. Dentro de los resultados de la subasta, fueron seleccionadas 11 ofertas de 7 vendedores que aportaran 5,385.72 GWh y recibirán 5,426,458 certificados de energías limpias. Los contratos serán firmados a principios del 2018, para que los vendedores de energía eléctrica comiencen a realizar sus operaciones, con una vigencia de 15 años para la venta de energía eléctrica y 20 años para la vigencia de los certificados de energías limpias.

Por el momento la CFE sigue siendo la única empresa pública que comercializara energía eléctrica directamente con los consumidores de la misma, esto se debe a que a ésta primer subasta, no se presentaron compradores más que la propia CFE.ⁱⁱ

El panorama para la CFE es complicado, ya que en México el Estado es el responsable del abastecimiento de la energía, así que más que la empresa productiva del Estado destine su generación eléctrica a la capacidad de reserva, se puede ver más probable que dicha empresa se convierta en una intermediaria entre los usuarios del suministro básico y los grandes productores de energía, esto se puede apreciar en los resultados de esta primer subasta del CENACE.

Para que la CFE pueda evitar quedarse como un generador eléctrico del Estado en la capacidad de reserva, necesita comenzar a realizar proyectos de construcción de nuevas plantas generadoras de última generación; como también repotenciar las centrales que mantiene en operación, ya que en el análisis de repotenciación del proyecto Adolfo López Mateos, se observó que la recuperación de la inversión se da de manera rápida y de esta manera se obtienen mayores ventajas para la competencia en el MEM. Para poder lograr todo esto, los presupuesto en nuevas inversiones, programas de capacitación, mantenimiento y modernización, deben ser suficientes, tomando en cuenta que cada modernización, construcción de una nueva central, buen mantenimiento de las unidades; aportaran mayores ganancias económicas para la CFE.



7.3 CAPACITACION Y MANTENIMIENTO

Por lo general el mantenimiento de una central eléctrica de ciclo combinado se basa en la técnica RCM (Reliability Centred Maintenance / Mantenimiento Centrado en la Fiabilidad), dicha técnica surgió en el área de la aviación. El objetivo del RCM es asegurar que una aeronave que se encuentre en pleno vuelo, no presente una falla que impida su desempeño; ya que en el caso de que dicha falla se presente en dichas circunstancias, se vuelve imposible poder realizar las reparaciones pertinentes.

El método de RCM se basa en hacer que la fiabilidad del sistema enfrente los costos mínimos; ya que realizar mantenimientos periódicos en donde se remplacen el total de los componentes de una instalación de manera periódica, resulta ser económicamente imposible; por lo tanto se debe garantizar el buen funcionamiento en conjunto en lugar de cada elemento de manera particular.

El RCM por lo general no se aplica a toda la instalación, ya que se seleccionan una serie de equipos denominados equipos críticos, que son aquellos equipos indispensables y que no deben presentar fallas durante el funcionamiento de la instalación. En los equipos críticos se hacen diversos estudios sobre las múltiples fallas que pueden presentar y en qué condiciones pueden suceder, para realizar dichos estudios se toman varios meses o incluso años, para la creación de diversas metodologías para evitarlos, a esto se le conoce como estudio de fallas.

En el caso de una central de ciclo combinado no se denominan equipos críticos, si no que pasan a ser fallas críticas; dichas fallas ocasionan la salida de operación de la planta, y pueden ser causadas por un elemento pequeño de un equipo, como una tubería o un sensor electrónico que falle.

A continuación se tienen los principales sistemas que posee una central de ciclo combinado:

- Turbina de gas
- Turbina de vapor
- Generador
- Refrigeración
- Planta de tratamiento de agua
- Alta tensión
- Estación de gas
- Caldera y ciclo agua-vapor
- Sistema contra incendios
- Edificios y obra civil

Una vez dividida la planta en estos sistemas, se realizan los estudios individuales de los mismos, con el objetivo de hacer la integración de los mismos para realizar el estudio de fallas de toda la planta. A continuación se realizan las siguientes fases que describen cada sistema.



- Fase 0: Listado y Codificación de Equipos (por lo general todas las centrales eléctricas tienen esta fase desde su construcción)
- Fase 1: Listado de Funciones y sus Especificaciones
 - 1) Funciones del sistema en su conjunto
 - 2) Funciones de cada uno de los subsistemas que lo componen
 - 3) Funciones de cada uno de los equipos significativos de cada subsistema
- Fase 2: Determinación de Fallas Funcionales y Fallas Técnicas
- Fase 3: Determinación de los Modos de Fallo
- Fase 4: Estudio de las Consecuencias de las Fallas (Críticidad)
- Fase 5: Determinación de Medidas Preventivas

Tabla 21: Análisis de Críticidad de Fallas.

Tipo de Problema	Seguridad y Medioambiente	Producción	Mantenimiento
Crítico	Accidente grave y probable	Supone pérdida o afecta a potencia o rendimiento	Alto costo de reparación (Mayor a 10,000 USD)
Importante	Accidente grave, pero muy poco probable	Afecta la potencia y rendimiento, con poca probabilidad de que se presente	Costo medio de reparación (1,000-10,000 USD)
Tolerable	Poca influencia en seguridad y medioambiente	No afecta a la producción	Bajo costo de reparación (Menor a 1,000 USD)

Fuente: Operación y Mantenimiento de Centrales de Ciclo Combinado. Santiago García Garrido, Pablo Ratia Gómez y Jorge Perea Samper. Ediciones Días Santos 2008.

Las tareas de mantenimiento son los trabajos que se realizan con el objetivo de evitar la presencia de fallas o minimizar sus efectos. A continuación se muestran los tipos de mantenimientos:

- 1) Inspecciones Visuales
- 2) Lubricación
- 3) Verificaciones del Correcto Funcionamiento Realizadas con Instrumentos Propios del Equipoⁱⁱⁱ

El mantenimiento y la operación de una central eléctrica influyen de manera importante en los costos de generación de la misma. Como ya se vio antes en los costos nivelados, la forma más viable económicamente de generar energía eléctrica es a través de las centrales eléctricas de ciclo combinado, basándonos en datos aportados por la CFE; a nivel mundial esto se comprueba ya que ahora con los nuevos rendimientos de las centrales de ciclo combinado que alcanzan eficiencias mayores al 60%, esta información es avalada por la Agencia Internacional de Energía.

En las estadísticas de la Agencia Internacional de Energía, para el caso de los costos de operación y mantenimiento de una central eléctrica de ciclo combinado son de los más bajos, aproximadamente de 25,000 USD/MW; en comparación con



los datos obtenidos del COPAR del año 2012, sobre lo que le cuesta a la CFE la operación y mantenimiento en promedio de sus centrales de ciclo combinado que es de 19,775 USD/MW, tomando el costo más alto; nos demuestra que la empresa productiva del Estado se encuentra en valores aceptables en cuanto a la operación y mantenimiento con las estadísticas de la Agencia Internacional de Energía.^{iv}

Comparando los datos sobre los costos de la operación y mantenimiento tanto de la CFE como los que arrojan las estadísticas de la Agencia Internacional de Energía, se puede apreciar que la empresa productiva del Estado está en condiciones de competir con la iniciativa privada en cuanto a sus costos de operación y mantenimiento, los cuales se encuentran dentro de un rango aceptable.

7.4 Repotenciación

La CFE ha sido la empresa productiva del Estado con la obligación de brindar el suministro eléctrico a cualquiera que lo solicite; ahora con los cambios al sector marcados en la reforma energética, empresas generadoras de energía eléctrica y empresas que deseen consumirla, podrán realizar sus ofertas a través de las subastas que realizará el CENACE; la primera de estas ya se realizó, y como ya se vio en el capítulo anterior con sus resultados en la Tabla 27. En la primera subasta no se vendió potencia eléctrica, por ello, se deberá realizar otra subasta, la cual está planeada para finales del 2016, para pura potencia eléctrica.

Los resultados de la primera subasta nos indican, que no hubo compradores más que la CFE, esto muestra que la empresa productiva del Estado tiene la oportunidad de repotenciar sus diversas centrales eléctricas, para que en el momento de que se lleguen a presentar compradores con sus diversas ofertas, la CFE pueda realizar mejores ofertas para seguir siendo competitiva y mantener un lugar importante en la comercialización de energía eléctrica.

El escenario de la repotenciación de las unidades generadoras de la CFE, tiene una limitación muy importante en cuanto a los recursos que la empresa del Estado posea para realizar éste fin, dichos recursos se encuentran dentro del presupuesto que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público asigna a la CFE cada año. Los proyectos de repotenciación deben ser aprobados por ésta última secretaria y la Secretaría de Energía, pero lo que realmente define la posibilidad de repotenciar las principales unidades de generación de la CFE, son los recursos económicos que el Estado aporte a su empresa por medio de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Datos publicados por el Instituto de Investigaciones Eléctricas informan que la mayoría de las centrales termoeléctricas de la CFE tienen una eficiencia térmica de alrededor del 36%, lo cual es un poco bajo para las nuevas tecnologías de generación de energía eléctrica con gas natural, como el caso del ciclo combinados que según la CFE pueden aportar eficiencias térmicas mayores al 55%. Muchas termoeléctricas de la CFE son de combustóleo, que es combustible fósil, que surge de los residuos de la refinación del petróleo; en el caso de PEMEX, que es la principal empresa petrolera de México y principal distribuidora de los combustibles



que requiere la CFE para generar energía eléctrica. PEMEX ha reducido su producción de combustóleo, ya que la empresa del Estado ha decidido mejorar sus procesos de refinación y como consecuencia se genera una menor cantidad de combustóleo, por ello, el costo de este combustible se ha incrementado, además dicho combustible produce una cantidad importante de emisiones contaminantes; por esta razón la CFE ha comenzado a reconfigurar sus termoeléctricas para que puedan operar con otros combustibles, como el gas natural y coque de petróleo; estos últimos combustibles son menos contaminantes y de menor costo nivelado de generación de energía eléctrica.

La CFE desde el año 2012, se ha planteado el objetivo de repotenciar unidades de combustóleo, haciendo la conversión a gas natural, carbón o coque de petróleo. En el caso de la conversión a carbón o coque de petróleo, la empresa del Estado planea adaptar las calderas de combustóleo, para poder recibir carbón pulverizado o coque de petróleo; estas calderas seguirían empleándose para generar vapor seco a alta presión, para la generación de energía eléctrica por medio de turbinas de vapor. La otra opción que es el gas natural, la empresa del Estado planea modificar las unidades de combustóleo, para cambiarlas a unidades de ciclo combinado, colocando turbinas de gas para generar energía eléctrica y con recuperadores de calor acoplados a generadores de vapor para sus respectivas turbinas de vapor.

En el caso del carbón y el coque de petróleo la CFE deberá realizar estas modificaciones no solo con el objetivo de repotenciar sus termoeléctricas, si no también, con el objetivo de no incrementar las emisiones de gases de efecto invernadero al ambiente, instalando equipos de control de partículas suspendidas totales, equipos desulfuradores de gas para la reducción de óxidos de azufres (SO_x), equipos de reducción catalítica selectiva para la reducción de óxidos de nitrógeno (NO_x), entre otros.

Las turbinas de gas natural son por lo general tecnologías mucho más limpias que el caso del carbón y el coque de petróleo; por ello la conversión a unidades de ciclo combinado es la mejor opción en cuanto mejor rendimiento y menos emisiones contaminantes, sin tomar en cuenta que la quema de carbón no solo contamina el aire, sino que también el suelo y el agua que se encuentre en las cercanías, debido a las cenizas generadas por la combustión de carbón.

Cuando se quiere hacer una conversión de combustóleo a gas natural, se deben tomar en cuenta dos opciones; la primera es usar el gas natural directamente aprovechando la infraestructura del lugar, esto implica la instalación de quemadores y la infraestructura requerirá para el suministro de gas natural, todo ello no implica un gran inversión, pero se pierde alrededor del 15% de la potencia, aunque se logra un ahorro en el combustible; la segunda opción es repotenciar la unidad de combustóleo, cambiándola a una unidad de ciclo combinado a gas natural, ésta última opción conlleva mayores gastos de inversión y además se deben tomar en cuenta otros parámetros.



Cuando se quiere realizar la repotenciación de una unidad de combustóleo a ciclo combinado a gas natural, se deben tomar en cuenta las condiciones del lugar (altitud, temperatura ambiente y humedad del aire), para colocar la mejor turbina de gas que se adapte al sitio; otro aspecto es el tipo de arreglo que sea más conveniente, esto es cuantas turbinas de gas por cada recuperador de calor acoplado a la turbina de vapor ya existente, para buscar la mayor eficiencia térmica posible; el enfriamiento del aire de entrada de la turbina de gas es fundamental, por ello se deberá hacer un análisis sobre el tipo de sistema de enfriamiento que deba emplearse. Los parámetros anteriores son los más importantes en cuanto a la capacidad de generación, inversión requerida, eficiencia térmica y flexibilidad del sistema.

Para el abastecimiento de gas natural, la CFE ya tiene proyectos de gasoductos como:

- Gasoducto Norte-Noreste.
- Gasoducto Tamazunchale-El Sauz.
- Gasoducto Chihuahua.
- Gasoducto Manzanillo-Guadalajara.

Estos proyectos tienen el objetivo de facilitar el transporte de éste combustible a las centrales eléctricas donde se será consumido y de esta manera hacer más eficientes las centrales eléctricas de la CFE mediante su repotenciación a unidades de ciclo combinado.

En la Tabla 22, se muestra cómo mejorar la eficiencia, la potencia y otros parámetros de importancia al repotenciar una termoeléctrica a gas natural de 281 MW de potencia bruta a una unidad de ciclo combinado a gas natural con un arreglo de dos turbinas de gas acopladas a una de vapor.

Tabla 22: Parámetros que Mejoran Cuando se Repotencia una Unidad Termoeléctrica de Gas Natural.

Parámetros	Uso Directo	Repotenciación	Unidades
Potencia Bruta	281	761.5	MW
Potencia Neta	264.61	738.9	MW
Eficiencia Bruta HHV	36	51.65	%
Eficiencia Neta HHV	33.83	50.12	%
Eficiencia Bruta LHV	41.33	57.2	%
Eficiencia Neta LHV	40.79	55.5	%
Consumo de Gas	54.24	98.06	t/hr

Fuente: Instituto de Investigaciones Eléctricas, Boletín IIE enero-marzo 2014.

En la tabla anterior, la sigas HHV (Higher Heating Value) cuyo significado es: poder calorífico superior; es cuando se permite que el agua se condense al estado líquido; en cambio las siglas LHV (Low Heating Value) significa poder calorífico

inferior; es cuando el agua permanece en estado gaseoso; todo ello en relación al poder calorífico del gas natural. Los cálculos anteriores han sido realizados por la CFE y la Secretaría de Energía.

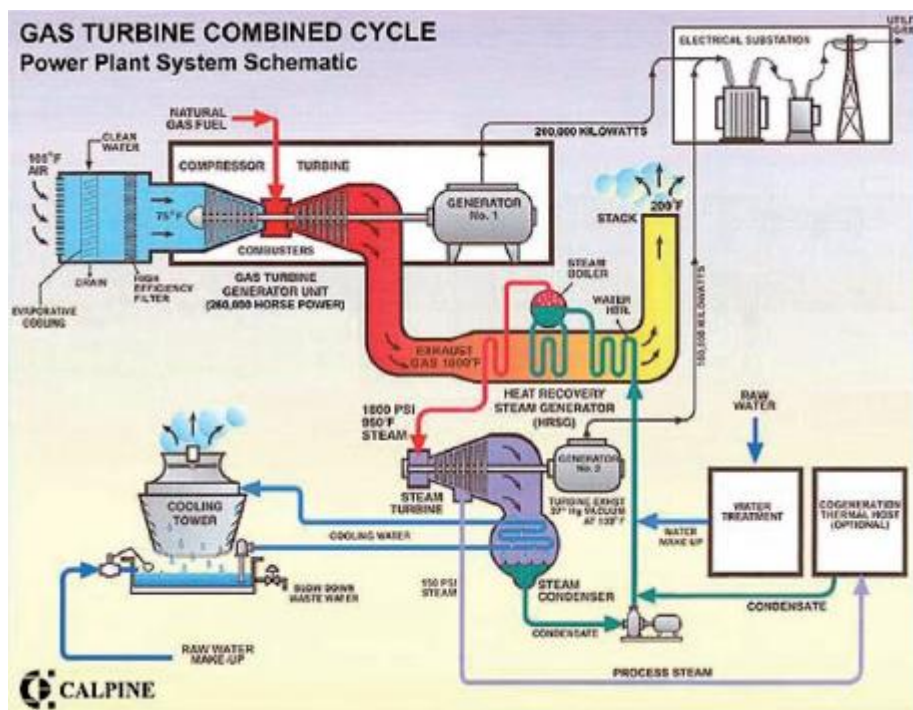


Figura 19: Ilustración de una Planta de Ciclo Combinado.

Fuente: Instituto de Investigaciones Eléctricas, Boletín enero-marzo 2014 IIE.

La repotenciación de las termoeléctricas ya existentes en propiedad del Estado, no solo aporta beneficios en cuanto a rendimientos y ahorros en la generación de energía eléctrica, sino también se incrementa la vida útil de dichas centrales eléctricas, como también que no se debe hacer una inversión tan grande como el construir una central eléctrica de ciclo combinado totalmente nueva.^v

En los mejores casos en los que se realiza la repotenciación y modernización de unidades generadoras al cambiarlas a ciclos combinados, las eficiencias máximas que se pueden alcanzar con dichas unidades modernizadas son de alrededor de un 54%; tomando en cuenta las unidades de ciclo combinado de última generación que tienen la capacidad de alcanzar eficiencias de hasta 62%, hace pensar si será lo más adecuado solo repotenciar las unidades generadoras de CFE, si se tiene como objetivo competir en el MEM.^{vi}

En México existen diversas empresas encargadas de la comercialización del gas natural como la española Gas Natural Fenosa, Gas Natural México, Asociación Mexicana de Gas Natural, Grupo Tomza, entre otras. Todas las empresas que comercializan gas natural en México deben sujetarse a un cierto tope de precios diferenciados por regiones, aprobados por la Secretaría de Energía y publicados en el DOF.



Los precios de la Tabla 16 son los máximos autorizados para el suministro de gas natural, como se puede apreciar cuando el consumo de este insumo es mayor su costo disminuye; por lo tanto en las zonas del país en donde se encuentran varias unidades de ciclo combinado de CFE, la empresa productiva del Estado puede conseguir mejores precios con la construcción de nuevas plantas de ciclo combinado en la zona, negociando nuevos contratos por suministro de gas natural.

La mejor opción para la CFE, en el caso de repotenciar sus termoeléctricas, es la de repotenciarlas a ciclo combinado mediante gas natural, pero estos proyectos deberán realizarse lo más rápido posible, para que la empresa del Estado pueda competir con la iniciativa privada, en cuanto a la venta de grandes cantidades de energía eléctrica a través del MEM; tomando en cuenta las limitaciones presupuestales que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público imponga a la empresa del Estado.

7.5 Nuevas Centrales Eléctricas

Como ya se vio al final del capítulo 4.4 Externalidades, ya existen centrales eléctricas de ciclo combinado con eficiencias de más del 62%, la más eficiente ubicada en Francia. Esta tecnología de General Electric se encuentra disponible para cualquier empresa que desee pagar por ella, es una opción un poco costosa, pero con eficiencias tan elevadas y los precios del gas natural tan variables, dicha opción ofrece una recuperación de la inversión inicial de construcción más rápida, dentro de un mercado eléctrico competitivo y resulta ser una buena opción para la CFE en cuestión de ser más competitiva, ya que como se vio anteriormente el costo nivelado total por venta de energía eléctrica más económico es la tecnología de ciclo combinado, según información aportada por la propia CFE; con todo ello si sumamos a las ventajas que ya existen plantas generadoras de ciclo combinado con eficiencias mayores al 62%, dicha tecnología resulta ser una importante opción para CFE, en la cuestión de la construcción de nueva centrales eléctricas.

Comparando los costos nivelados totales de las centrales de ciclo combinado evaluados por la CFE, que varían de 55.34 USD/MWh a 68.14 USD/MWh, y los que calcula con estadísticas la Agencia Internacional de Energía que poseen una variación de 66.66 USD/MWh a 71.19 USD/MWh; podemos apreciar que la CFE se encuentra en con buenos resultados en comparación con otras empresas eléctricas del mundo, hablando de centrales de ciclo combinado. Los datos anteriores nos demuestran que la opción de la CFE para la construcción de nuevas centrales eléctricas de ciclo combinado se encuentra en buenas condiciones tanto económicas como operativas para competir con la iniciativa privada; sin contar con el aspecto de presupuesto para nuevos proyectos que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público decida aprobar para la empresa productiva del Estado.

La opción para la CFE de construir nuevas centrales eléctricas, es un poco complicada para la empresa del Estado, en comparación con la opción de repotenciar sus termoeléctricas ya existentes. La inversión inicial es mayor para una nueva central eléctrica de ciclo combinado, que cuando se repotencia una termoeléctrica ya existente, además, los costos nivelados de generación de las



centrales de ciclo combinado son de los más bajos, por lo tanto la opción de construir nuevas centrales eléctricas es muy tentadora, ya que una nueva central eléctrica tendrá una vida útil mayor a la de una central eléctrica repotenciada.

Los gastos de inversión tanto para la CFE, como para cualquier privado son los mismos, ya que el precio de una central eléctrica sea cual sea su tipo de tecnología, son los mismos para ambos participantes. Según la Agencia Internacional de Energía el costo de una nueva central eléctrica de ciclo combinado de 400 MW, es de alrededor de 300 millones de dólares, dependiendo de los costos variables internos del país en donde se construya. El obstáculo más grande para la CFE es la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, ya que dicha secretaria es la encargada de designar el presupuesto anual a la empresa productiva del Estado, además, dicha secretaria es la que decide si los proyectos de construcción de nuevas centrales eléctricas se aprueban o no.

Cuando se construye una nueva central eléctrica se hace a través de un proyecto, que se le conoce como obra pública financiada, en este caso el proyecto de la nueva central eléctrica se le otorga a una o varias empresas privadas, que en cuanto el proyecto queda concluido, la nueva central eléctrica queda en manos de la CFE. El financiamiento de estos proyectos por lo general se lleva a cabo con préstamos que pide la CFE a diversas instituciones bancarias, para cubrir los pagos que las empresas privadas exigen para llevar a cabo el proyecto de construcción de la nueva central eléctrica.

Las centrales eléctricas de ciclo combinado poseen varias ventajas sobre las termoeléctricas convencionales, sobre todo en cuanto al rendimiento, en las tecnologías más recientes entre el 55 y el 62% de la energía térmica aportada por el gas natural se convierte en energía eléctrica; en cambio en las centrales térmicas convencionales su rendimiento no supera el 37%. En cuanto a las emisiones emitidas a la atmosfera, el gas natural es uno de los combustibles fósiles más limpios, en comparación con el carbón, el coque de petróleo, el diésel y el combustóleo. El caso del consumo de agua las centrales eléctricas de ciclo combinado solo requieren de este insumo para el proceso de enfriamiento, para la condensación de vapor que sale de la turbina, este consumo de agua es de un tercio en comparación con las centrales termoeléctricas convencionales. En cuanto al transporte del gas natural, este se realiza a través de gasoductos enterrados, lo cual reduce los costos de transporte, además como en México PEMEX es el principal distribuidor de este insumo, la CFE puede tener precio preferencial por el combustible. Las centrales eléctricas de ciclo combinado se pueden construir cerca de los centros de carga, por lo tanto los gastos por el transporte de la energía eléctrica se reducen significativamente.

En la opción de construir nuevas centrales eléctricas para participar en el MEM, las centrales de ciclo combinado que emplean gas natural son una de las mejores opciones que tiene el Estado, como se puede apreciar en la Tabla 15, poseen los costos totales nivelados más bajos; este aspecto es uno de los más importantes en cuanto a la participación con nuevas centrales eléctricas en el MEM, y que la CFE como empresa productiva del Estado sea competitiva en dicho mercado. En la



última subasta del CENACE la CFE fue la única empresa compradora de energía eléctrica, esto coloca a la empresa del Estado en una posición de intermediaria, lo cual le da la ventaja de que en las próximas subastas pueda ofertar energía eléctrica y sus productos derivados a diversos consumidores, ya que en esta subasta no se presentaron compradores salvo la empresa del Estado.

La forma en que la CFE construye nuevas centrales eléctricas, es bajo un esquema de proyectos conocido como Obra Pública Financiada, en el que la nueva central eléctrica es construida por una empresa privada que previamente gana la licitación de dicho proyecto, al final de la construcción de la nueva central eléctrica la CFE termina los pagos pendientes del contrato de construcción y se encarga de las responsabilidades y formas como debe operar la nueva central eléctrica, además de que la totalidad de las instalaciones de la nueva central eléctrica pasan a ser propiedad de la CFE. Esta forma de poseer nuevas centrales eléctricas para la empresa productiva del Estado, tiene múltiples ventajas, ya que el gasto por la nueva central se hace a través de un financiamiento, el cual permite que el gasto de la inversión se recupere rápidamente, ya que si se trata de una central eléctrica de ciclo combinado con tecnología de última generación, la eficiencia de más de 62% de la misma, permitirá a la CFE comercializar fácilmente la energía eléctrica producida por la nueva central eléctrica en el MEM.

La competitividad de la CFE en el nuevo mercado eléctrico, no solo dependerá de construir nuevas centrales eléctricas, además la empresa productiva del estado deberá reducir sus gastos, poseer una buena gestión técnica, operativa y administrativa en sus diversas formas de generación de energía eléctrica, ya que el servicio público de energía eléctrica seguirá bajo su responsabilidad, por lo que la empresa productiva del Estado deberá brindar este servicio de la manera más económica posible, de esta manera podrá generarse un ahorro dentro de sus finanzas y poder financiar nuevos proyectos.

En el caso de la planeación en la CFE, la empresa productiva del Estado posee la ventaja de la experiencia acumulada en el país a lo largo 74 años; no existe otra empresa generadora de energía eléctrica con esa experiencia en el país. La CFE ha estudiado y conoce el comportamiento de la demanda eléctrica del país, en sus distintas regiones; además posee todavía el control de la transición y distribución de la energía eléctrica, además de poseer diversas formas de generar energía eléctrica, y poder realizar una eficiente planeación sobre gran parte del Sistema Eléctrico Nacional a través del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN).

El PRODESEN calcula la demanda eléctrica futura en base al comportamiento del Producto Interno Bruto (PIB), como también el comportamiento de los precios de los combustibles en un periodo de tiempo dado, en el informe del PRODECEN 2015-2029 se toma ese periodo de tiempo. En este informe es donde se observa que la principal limitante para el desarrollo óptimo de la CFE, es el presupuesto que la federación le aporta cada año, dicho presupuesto se organiza en primera instancia por la Secretaria de Hacienda y Crédito Público, pero además el Ejercicio



Fiscal realiza pronósticos del crecimiento en la economía nacional y en base a ello el PRODESEN hace un pronóstico de crecimiento de 4% anual.

En el caso del comportamiento de los combustibles, el PRODESEN toma el pronóstico del comportamiento sus precios del Instituto Mexicano del Petróleo, el cual pronostica por ejemplo que el petróleo West Texas Intermediate tendrá un incremento el su precio de 6.8% anual, la mezcla mexicana de 7.6% y el gas natural del Sur de Texas de 2.9%, para los próximos 15 años.

Tomando en cuenta estos aspectos el PRODESEN hace sus respectivos pronósticos para la demanda máxima 2015-2029, que se puede observar en la Figura 20.

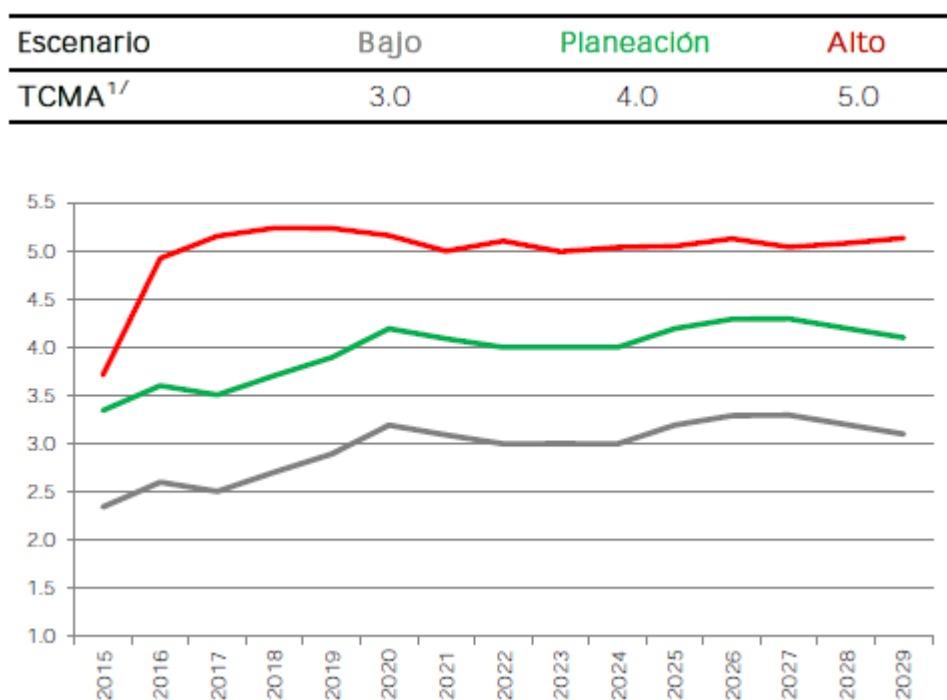


Figura 20: Pronostico del Crecimiento Anual Esperado de la Demanda Máxima.

Fuente: Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015-2029.

En el PRODESEN se observa que para satisfacer esta demanda esperada se planea la construcción de nuevas centrales eléctricas por parte de CFE y de los PIE, que se observan en la Figura 21.

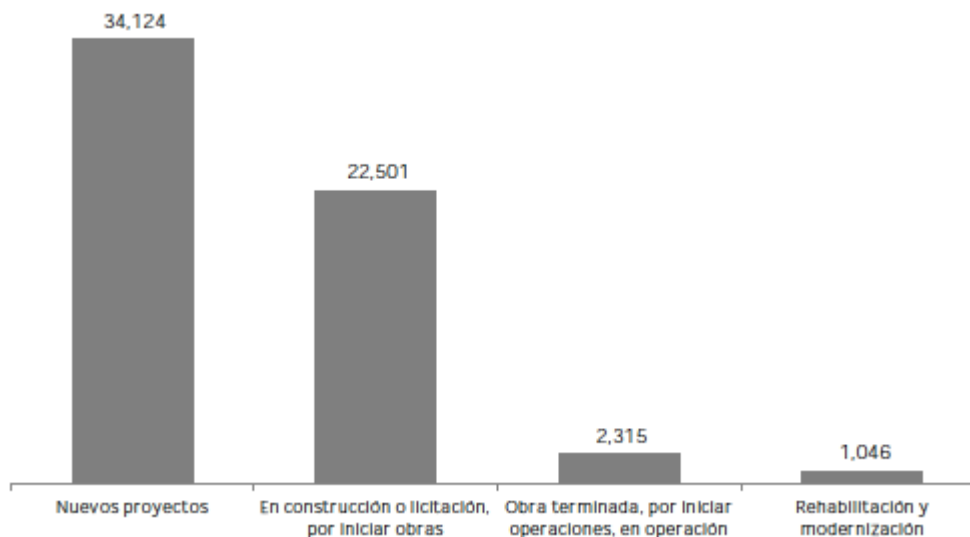


Figura 21: Adiciones a la Capacidad en el Periodo 2015-2029.

Fuente: Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015-2029.

La capacidad adicional se integra en 45.7% (27,433 MW) con tecnologías convencionales y 54.3% (32,552 MW) por tecnologías limpias, pero se observa una problemática nueva, la cual es que el 35.8% será generada por nuevos proyectos que operaran bajo los estándares de la nueva Ley de la Industria Eléctrica, 27.3% estará a cargo de la CFE, 23.5% pertenecerá al autoabastecimiento y pequeña producción, 8.2% de cogeneración y el 5% para proyectos aprobados bajo los estándares de la ley anterior con el esquema de Productores Independientes de Energía; en la Figura 22 lo muestra más claramente. La construcción de estas nuevas centrales eléctricas en la modalidad de PIE serán los últimos bajo esta modalidad ya que fueron aprobados cuando la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica se encontraba en vigencia, además de los proyectos de construcción de nuevas centrales eléctricas bajo la modalidad de libre competencia por el nuevo mercado eléctrico no se contempla ningún proyecto de CFE en el PRODESEN, lo cual nos indica que las nuevas centrales que construirá la CFE, serán destinadas al abastecimiento del servicio público de energía eléctrica; esto no ayuda a la empresa productiva del Estado si desea competir en el MEM.^{vii}

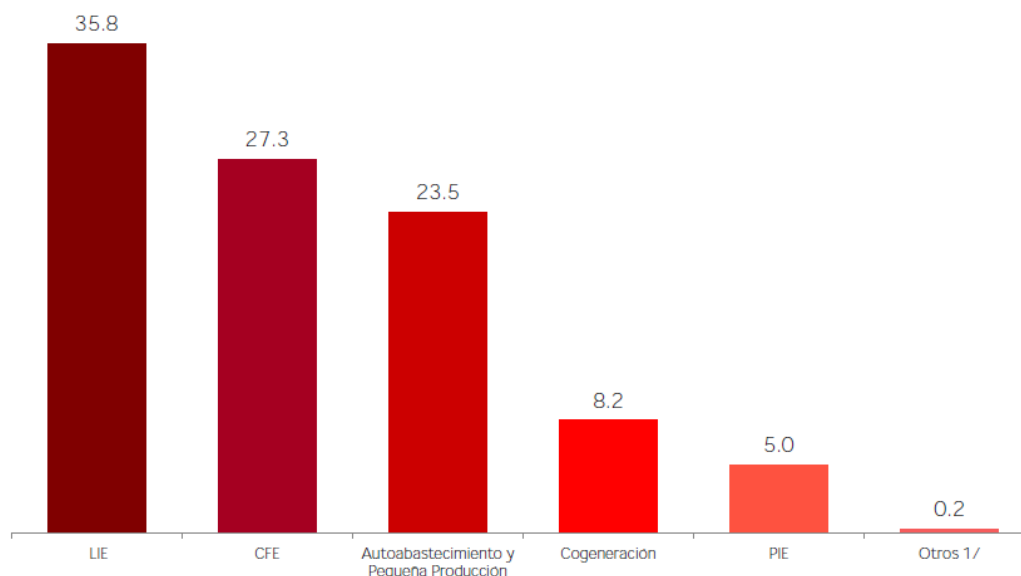


Figura 22: Capacidad de las Nuevas Centrales Eléctrica por Modalidad 2015-2029.

Fuente: Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015-2029.

En un comunicado de la Secretaría de Energía ante la Agencia Internacional de energía, la secretaria indica que tiene como objetivo que el 35% de la energía eléctrica que se genere en el país; pero no solo eso, además se planean nuevas estrategias para reducir para que con nuevas tecnologías se reduzca el consumo eléctrico nacional. En esta nueva meta de la industria eléctrica en México, la CFE cuenta con una gran ventaja ya que es la única empresa que cuenta con la mayor producción de energía eléctrica a través de energías limpias, en gran parte por todas las centrales hidroeléctricas ya construidas; dichas tecnologías por ahora son las que más generan energía eléctrica dentro de esta división en la nueva ley, pero son tecnologías que dependen de las condiciones climáticas para su producción, al igual que las eólicas y solares. El cumplir con esta meta del 35% de energías limpias es complicado, sobre todo por las condiciones económicas del país y además que la iniciativa privada solo podrá participar en el área de las tecnologías eólicas y solares, que son de costos elevados y además no producen grandes cantidades de energía en comparación con las hidroeléctricas, donde la iniciativa privada no tiene permiso de participar; por lo tanto el Estado deberá ser máximo operador en este sentido por medio de la CFE.

*Tabla 23: Algunos Productores Independientes de Energía*

Permisionario	Potencia Autorizada (MW)	Monto en Miles de Dólares
Iberdrola Energía Tamazunchale S.A. de C.V.	1,161.00	1,044,900.00
Iberdrola Energía Altamira S.A. de C.V.	1,153.70	1,038,330.00
Iberdrola Energía del Golfo S.A. de C.V.	1,143.00	1,028,700.00
Fuerza y Energía de Tuxpan S.A. de C.V.	1,120.00	1,008,000.00
Energía Azteca X S. de R.L. de C.V.	597.25	537,525.00
Energía Azteca VIII S. de R.L. de C.V.	597.00	537,300.00
Central Anáhuac S.A. de C.V.	568.60	511,740.00
Electricidad Águila de Altamira S. de R.L. de C.V.	565.30	508,770.00
Compañía de Generación Valladolid S. de R.L. de C.V.	563.40	507,060.00
Electricidad Sol de Tuxpan S. de R.L. de C.V.	548.40	493,560.00
Central Valle Hermoso S.A. de C.V.	547.00	492,300.00
Central Lomas de Real S.A. de C.V.	541.00	486,900.00
Electricidad Águila de Tuxpan S. de R.L. de C.V.	535.56	482,004.00
AES Mérida III S. de R.L. de C.V.	531.50	478,350.00
Iberdrola Energía Monterrey S.A. de C.V.	530.10	477,090.00
Iberdrola Energía La Laguna S.A. de C.V.	517.80	466,020.00
Fuerza y Energía de Naco-Nogales S.A. de C.V.	339.30	305,370.00
Transalta Chihuahua S.A. de C.V.	317.90	286,110.00
Transalta Campeche S.A. de C.V.	275.00	247,500.00
Fuerza y Energía de Hermosillo S.A. de C.V.	252.70	227,430.00
Central Saltillo S.A. de C.V.	247.50	222,750.00

Fuente: Comisión Reguladora de Energía.

En la Tabla 23, se muestran algunas centrales eléctricas de ciclo combinado, que pertenecen a la iniciativa privada en la modalidad de Productores Independientes de Energía para el año 2007.

Como se puede ver en la Tabla 16, la empresa que más participación tiene en el país en la modalidad de Productor Independiente de Energía es Iberdrola, tanto en capacidad como en inversión. En ejemplo de proyecto de central eléctrica de ciclo combinado que a Iberdrola como Productor Independiente de Energía se le autorizó construir en el año 2015, fue en el estado de Nuevo León, la cual tendrá una capacidad instalada de 850 MW, con inversión inicial de alrededor de 400 millones



de dólares; la cual tendrá permiso para vender el total de su generación a la CFE durante los próximos 25 años a un costo fijo. La duración de la etapa de construcción se estima será de alrededor de 29 meses (2.4 años), con lo que se espera que entre en operación en el 2018.^{viii}

Para la elaboración de este proyecto CFE autorizo que la central eléctrica de ciclo combinado tuviera una capacidad de hasta 889 MW, en condiciones de diseño, con un costo máximo de 1,473 millones de dólares. Esta licitación CFE la realizó en el 2014, debido a que pronosticó un aumento en la demanda de la zona del noreste del país de 3.9% en promedio a los próximos años.^{ix}

Por otro lado la CFE puso en operación en el 2016 una nueva central eléctrica de ciclo combinado con un campo solar integrado al ciclo combinado (Agua Prieta II, Sonora) que aporta 14 MW adicionales sumando en su totalidad 394.1 MW de capacidad, el costo de la inversión fue de 426 millones de dólares. Comparado con la inversión de Iberdrola con la que hizo CFE en centrales de ciclo combinado, podemos observar que la central de la empresa privada posee una capacidad de más del doble que la construida por la CFE, este dato es negativo para la empresa del Estado, ya que para poder competir en el Mercado Eléctrico Mayorista, la CFE debe comenzar a desarrollar proyectos competitivos en costos y eficiencia, para mejorar las ofertas de la iniciativa privada en el mercado eléctrico.^x

En otro país al otro lado del Atlántico en Francia, se encuentra la central eléctrica de ciclo combinado más eficiente del mundo, la empresa encargada de dicho proyecto es General Electric, la cual fue reconocida por el Guinness World Records por el lanzamiento de la planta generadora de ciclo combinado más eficiente del mundo hasta ahora, dicha eficiencia llega hasta el valor de 62.22%. La central Eléctrica de Bouchain tiene una capacidad instalada de 605 MW, además es capaz de alcanzar su máxima potencia en 30 minutos.

General Electric es una empresa privada de alcance mundial y como tal, pone esta tecnología al alcance de cualquier país que desee comprarla, la empresa afirma que posee pactos comerciales en países como: Estados Unidos, Francia, Alemania, Rusia y Japón; además países como Argentina y Chile tienen planes para incorporar a sus sistemas de generación este tipo de nuevas tecnologías.^{xi}

La eficiencia tan elevada por este tipo de tecnologías, se debe a las nuevas turbinas HA desarrolladas por General Electric, este tipo de turbinas ya se han comercializado en todo el mundo, de hecho hasta hoy se han vendido alrededor de 30 turbinas HA.^{xii}

La CFE como cualquier empresa dedicada a la generación de energía eléctrica, puede comprar este tipo de tecnologías de última generación y con ello no solo competir en el MEM, como también seguir siendo una empresa productiva del Estado, aportando infraestructura y fuentes de empleo, como también otras ventajas al país.

7.6 Renuncia al Mercado Eléctrico Mayorista

La participación dentro del Mercado Eléctrico Mayorista, se basa más que nada a los precios de las ofertas de la energía eléctrica, por lo tanto las empresas que ofrezcan los precios más competitivos serán las que tengan la ventaja.

La CFE bajo la nueva Ley de la Industria Eléctrica, seguirá teniendo la responsabilidad del abastecimiento eléctrico para el Servicio Público de Energía Eléctrica, por lo tanto la empresa productiva del Estado deberá ser generando energía eléctrica y comprando el total de la producción de los PIE para distribuirlo entre los consumidores.

Analizando los datos de la Figura 23, como también los resultados de la primera subasta de energía eléctrica realizada por el CENACE, se puede deducir que la CFE como industria productiva del Estado no muestra un interés en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista. En el caso de la construcción de las nuevas centrales eléctricas, la CFE no tiene planeado la construcción de nuevas centrales eléctricas enfocadas a la participación en el nuevo mercado eléctrico; por otro lado, en el caso de la subasta del CENACE, la CFE no ofreció energía eléctrica, más bien fue la única compradora de la energía eléctrica ofertada por los suministradores calificados, además no se presentó otro comprador a parte de la CFE. Este tipo de acontecimientos apuntan a que la CFE se prepara para ser una industria productiva del Estado, enfocada en ser una distribuidora de la energía eléctrica que genera la iniciativa privada, a través de sus instalaciones de transición y distribución.

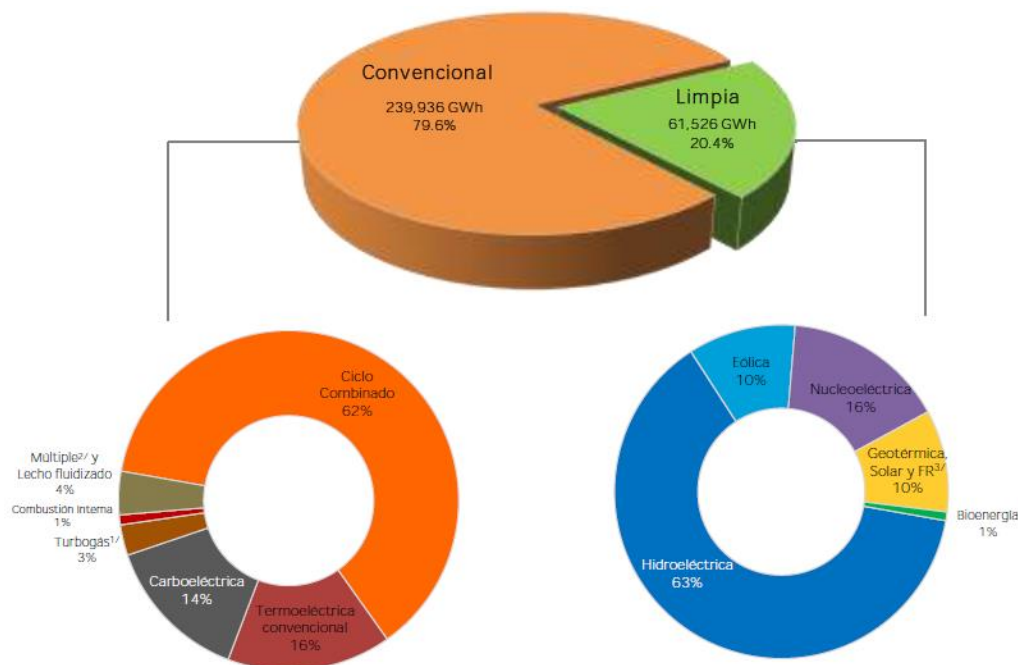


Figura 23: Graficas del Total de la Generación de Energía Eléctrica Dividido por Tipos de Generación al Final de 2014.

Fuente: Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015-2029.



En la Figura 23, podemos observar que gran parte de la energía eléctrica se genera a través de centrales convencionales (79.6%) que requieren de algún tipo de combustible fósil y generan contaminantes a la atmosfera. El ciclo combinado ocupa más de la mitad en generación convencional (62%), debido a sus altos rendimientos y lo práctico del gas natural en comparación con otras tecnologías, además como ya se había analizado en capítulos anteriores sus costos nivelados son de los más bajos en comparación con otras formas de generación, lo que lo hace ideal como opción para participar en el MEM, por lo tanto dicha opción de generación de energía eléctrica es la más buscada por la iniciativa privada en México. En el caso del total de la generación de la energía eléctrica a través de ciclo combinado el 43.6% pertenece a CFE y el 56.3% a los PIE en el año 2014; lo que refleja cómo ha crecido la generación de energía eléctrica por empresas privadas desde el año 2000 al 2014, rezagando la generación por parte del Estado.

Por otro lado en la Figura 23, la generación de energía eléctrica en México en forma convencional es casi del 80% y por medio de energías limpias alcanza el 20%. En la nueva Ley de la Industria Eléctrica establece que se deben cubrir cotas por energías limpias y renovables de un 35%, por el momento la CFE es la empresa que posee la mayor producción de energía eléctrica limpia y puede competir en el mercado eléctrico con estas formas de generación, ya que la mayor cantidad de energía eléctrica limpia se genera a través de hidroeléctricas, que son propiedad de la CFE.^{xiii}

La renuncia por parte de la CFE al MEM es una posibilidad muy probable, ya que los datos que arroja el PRODESEN en referencia a los nuevos proyectos por parte de la CFE y la iniciativa privada, apuntan a que el interés del Estado no se encuentra enfocado en participar en la venta de energía eléctrica y sus productos derivados a través del nuevo mercado eléctrico; además los datos que arroja la subasta del CENACE, donde CFE solo compro energía eléctrica y no vendió nada, además fue el único participante que compro energía eléctrica; esto parece apuntar a que el Estado apoyo a la iniciativa privada en esta subasta ya que no se presentó ningún comprador, además la CFE como empresa productiva del Estado debe participar como vendedora de energía eléctrica en la subastas, de esa manera mantener los precios bajos para los compradores y así impulsar el desarrollo del país, ya que la energía eléctrica para cualquier país es un recurso fundamental para su desarrollo.

Con la entrada en vigor de la nueva Ley de la Industria Eléctrica, se permite la participación de la iniciativa privada en la venta de energía eléctrica y sus productos derivados a través de un nuevo esquema de mercado eléctrico, el Estado no puede simplemente renunciar a dicho mercado al no ofertar su producción, ya que este es el principal responsable de la estabilidad en los precios de uno de los principales insumos de las actividades productivas del país.

La renuncia de CFE al MEM, traerá graves consecuencias, ya que si no participa en la venta de grandes cantidades de energía eléctrica y solo se dedica a ser una empresa de distribución de la misma y abastecimiento del Servicio Público de Energía Eléctrica; perderá la posibilidad de recibir mejores ingresos que ayuden al



desarrollo de la empresa productiva del Estado, provocando que la misma eleve los precios de sus tarifas eléctricas para todos sus consumidores, además de la pérdida gradual en el control de los precios ofrecidos en el Mercado Eléctrico Mayorista, provocando consecuencias en el desarrollo industrial y comercial del país.

7.7 Conclusión

En este capítulo se analizaron las diferentes opciones a las que se podría enfrentar la CFE bajo la nueva Ley de la Industria Eléctrica, en la cual se establece un nuevo mercado eléctrico de libre competencia entre distintos generadores de energía eléctrica.

Dentro del peor de los escenarios a los cuales se podría enfrentar la CFE, sería donde no participara en el nuevo MEM. La empresa productiva del Estado deberá seguir cubriendo la demanda eléctrica del servicio público de energía eléctrica, la cual está formada por los usuarios de servicios básicos, industriales y grandes comercios que deseen seguir siendo clientes de la CFE; dicho servicio seguirá funcionando bajo un esquema de tarifas reguladas y como ya se sabe, en el caso de los usuarios domésticos sus tarifas se encuentran subsidiadas y por lo tanto la CFE contrarrestaba esto con las tarifas eléctricas del sector industrial, el cual representaba los mayores ingresos para la empresa productiva del Estado.

Una forma de mantener un control en los costos de la energía eléctrica en el nuevo mercado eléctrico de subastas, sería con la participación del Estado dentro del mismo, a través su empresa productiva; con ello se pueden mantener precios competitivos dentro del comercio de la energía eléctrica y sus productos asociados; esto debido a que el objetivo de la CFE no es el hacer un buen negocio de la venta de energía eléctrica, por otro lado la iniciativa privada tiene como primer objetivo recuperar lo más rápido posible su inversión inicial y luego obtener ganancias de la generación de energía eléctrica, por ello de ésta manera con la participación activa del Estado en el nuevo esquema del mercado eléctrico se puede evitar más fácilmente un gran incremento en los precios de la energía eléctrica.

Cuando se analiza el escenario de la construcción de nuevas centrales eléctricas, en el capítulo 4 en la parte de Costo Nivelado se puede observar que la opción más redituable para la generación de energía eléctrica en cuanto a sus costos nivelados totales de generación es el ciclo combinado, además es la opción preferida por la iniciativa privada, que comenzó a generar en el país desde el año 2000.

Dentro de la opción de construir las nuevas centrales eléctricas de ciclo combinado, las cuales son construidas por empresas transnacionales dedicadas a la venta de este tipo de centrales generadoras, ofrecen los mismos costos sin importar el cliente de que se trate; por lo tanto si la CFE decide construir una nueva central de ciclo combinado, la empresa productiva del Estado enfrentará los mismos costos de inversión inicial que los que enfrentaría una empresa privada; por ello el Estado como la iniciativa privada se encontrarán en igualdad de condiciones.



En el caso de los costos de operación y mantenimiento de las centrales de ciclo combinado, la CFE maneja costos muy cercanos a los que las estadísticas de la Agencia Internacional de Energía reportan; pero la CFE puede mejorar dichos costos, haciendo más eficientes sus procesos de mantenimiento y verificando que en cada unidad de generación se encuentre el personal adecuado sin tener un exceso del mismo, de esta manera evitar gastos excesivos en sueldos de trabajadores que no se necesitan.

Como se analizó en este capítulo, la opción de repotenciar unidades ya existentes, puede ayudar a la CFE debido a que se aprovechan instalaciones ya existentes de la empresa productiva del Estado, mejorando su eficiencia; ésta opción tendrá buenos resultados en cuanto que la repotenciación se enfoque en que termoeléctricas de turbogás se cambian a ciclo combinado y así aumentar ampliamente su eficiencia y rendimientos.

Después de analizar todo el Capítulo 5, la mejor opción para la CFE es invertir en nuevas centrales eléctricas de ciclo combinado y además aprovechar las energías limpias que tiene a su disposición; ya que es la única empresa que posee la mayor producción de energías limpias en el país y así aprovechar las cuotas del 35% de dicha energía.



-
- ⁱ Comisión Reguladora de Energía, Reporte Mensual de Estadísticas del Sector Eléctrico, Enero 2014, Dirección General de Tarifas.
- ⁱⁱ CENACE, Primera Subasta de Largo Plazo.
- ⁱⁱⁱ Operación y Mantenimiento de Centrales de Ciclo Combinado. Santiago García Garrido, Pablo Ratia Gómez y Jorge Perea Samper. Ediciones Días Santos 2008.
- ^{iv} Información Obtenida de la Agencia Internacional de Energía.
- ^v Instituto de Investigaciones Eléctricas, Boletín enero-marzo 2014 IIE.
- ^{vi} <http://suterm.org.mx/es/noticia/2015/15/Comunicado>
- ^{vii} Información obtenida del Informe del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015-2029.
- ^{viii} <http://www.elfinanciero.com.mx/empresas/iberdrola-se-adjudica-el-proyecto-central-de-ciclo-combinado-de-noreste.html>
- ^{ix} <http://www.cfe.gob.mx/Licitaciones/Licitaciones/Documents/Fichaescobedo.pdf>
- ^x <http://www.jornada.unam.mx/ultimas/2016/02/28/alista-cfe-puesta-en-operacion-de-central-de-ciclo-combinado-en-sonora-4346.html>
- ^{xi} <http://www.comunicarseweb.com.ar/noticia/record-guinness-reconocio-la-planta-energetica-mas-eficiente>
- ^{xii} <http://www.energiahooy.com/site/ge-se-lleva-record-guinness-por-instalar-en-francia-la-central-electrica-mas-eficiente-del-mundo/>
- ^{xiii} Información obtenida del Informe del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015-2029.



8. CONCLUSIONES

A lo largo de este trabajo de investigación se analizaron diferentes temas sobre lo que son los sistemas eléctricos de potencia (generación, transmisión y distribución) y su relación con la industria eléctrica en general, de esta manera se llega a lo que es la industria eléctrica y su relevancia en una nación; por lo que se deben tomar en cuenta las distintas tecnologías de generación de energía eléctrica, las cuales en México se encuentran bien distribuidas por todo el país gracias al desarrollo que ha tenido la industria desde que se nacionalizó en 1960, aunque desde 1937 ya se había creado la CFE y comenzó a construir centrales eléctricas en todo el país.

Se analizó el funcionamiento de los diferentes componentes, como sus ventajas y desventajas, las cuales aportan un panorama más amplio sobre cómo se genera la energía eléctrica; pero en la mayoría de la generación de energía eléctrica en el mundo se hace a través de combustibles fósiles como: el carbón, combustóleo, diésel, coque de petróleo y gas natural; por lo que en este trabajo también se menciona la situación nacional y mundial de los combustibles fósiles como uno de los principales insumos para la generación de energía eléctrica.

Se realizó un análisis de las formas más comunes sobre la generación de energía eléctrica en México y el mundo; en donde se pudo destacar el ciclo combinado como una de las formas de generación de energía eléctrica de mayor desarrollo dentro del sector en los últimos años, ya que ha alcanzado eficiencias superiores al 60%.

Los esquemas de la generación de la energía eléctrica en el mundo son variados, en algunos el Estado es el que mantiene un control total y en otros el Estado juega un papel de regulador entre los diferentes participantes privados que compiten por el control del mercado eléctrico. En México el Estado tenía un control total en toda la industria eléctrica; pero en los años 90's se realizaron cambios en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y se cambió el reglamento del mismo, permitiendo a la iniciativa privada participar en la generación de la energía eléctrica para su venta exclusiva a la CFE. Con esta modificación los participantes privados en la generación de energía eléctrica fueron nombrados Productores Independientes de Energía (PIE), en donde a través de estos participantes la tecnología de ciclo combinado ha tenido una amplia participación en México, debido a que sus costos nivelados de generación son de los más competitivos y los tiempos de construcción son relativamente cortos, lo cual ha colocado a esta tecnología como prácticamente la única escogida por los PIE; ya que cuando se compara a la otra opción escogida por estos participantes, considerada como energía limpia que es la eolieléctrica, pero posee una participación muy pequeña dentro de los PIE.

En el año del 2014, se dieron cambios radicales a la industria eléctrica nacional, cuando surge la nueva Ley de la Industria Eléctrica y un año después se publica su nuevo reglamento, publicados en el DOF. Todos estos cambios en las leyes mexicanas, abrieron la industria eléctrica nacional a la iniciativa privada en el área de la comercialización de la misma a través de un nuevo esquema comercial



denominado MEM, en el cual se presentan nuevos retos para la CFE en cuanto a cómo deberá afrontar la nueva competencia por la demanda eléctrica controlable, donde realmente se perciben las ganancias de la venta de energía eléctrica.

La CFE posee una ventaja en cuanto a las diversas formas de generación de energía eléctrica que tiene disponibles, como también a la distribución por todo el país de sus diversas centrales eléctricas. En el 2014 la CFE generó alrededor del 65.83% de la energía eléctrica del país a través de diversos medios; por otro lado el 34.16% restante fue generado por los PIE, que por ahora son los únicos privados que generan energía eléctrica en el país. Dentro de la energía eléctrica que generó la iniciativa privada en 2014, el 97.82% fue generada a través de centrales de ciclo combinado y el restante por unidades eólicas, la CFE posee la ventaja en su amplia variedad de tecnologías de generación que ya posee, y dentro de las cuales mantiene una superior ventaja en cuanto a la generación a través de energías limpias se refiere, en este campo la CFE posee cerca del 20% del total de esa generación; lo cual coloca a la empresa productiva del Estado en una posición dominante en el área de los certificados de energías limpias.

Como el nuevo MEM posee una forma de competir basada en precios de costos totales de producción de energía eléctrica que ofrecen los participantes, y analizando los costos nivelados totales de generación de energía eléctrica calculados por la CFE a través del COPAR, en donde se puede apreciar que la tecnología más competitiva en la producción de energía eléctrica para su venta rápida a través de MEM es el ciclo combinado, el cual además ha sido el medio preferido por la iniciativa privada en México desde el año 2000; por lo que se puede esperar que gran parte de las ofertas dentro del MEM se basen en este tipo de tecnologías; sin tomar en cuenta el objetivo de llegar a producir 35% de la energía eléctrica total con tecnologías limpias para el año 2040.

La opción de la CFE en cuestión de la repotenciación de sus unidades termoeléctricas convencionales, debería de dirigirse a cambiarlas a ciclo combinados y no a duales; ya que los ciclo combinados son la tecnologías térmicas más eficientes que existen en el mundo, y así se pueden aprovechar las instalaciones de estas centrales termoeléctricas ya existentes; además de que este es solo un paso para volver a la CFE más eficiente en sus procesos de generación de energía eléctrica, por lo que debe construir nuevas centrales de ciclo combinado destinadas a participar en el MEM, ya que la iniciativa privada lo hará con centrales eléctricas nuevas y más eficientes que las centrales eléctricas ya existentes en el país, debido a que la tecnología se encuentra en una constante mejoría.

La mayor cantidad de usuarios del Sistema Eléctrico Nacional son los que se encuentran en el sector doméstico, seguido del comercial y el industrial; por otro lado el sector industrial es el mayor consumidor de energía eléctrica seguido por el doméstico y el comercial; y en la misma proporción son los sectores que más aportan ganancias para la CFE. Es por eso, que el MEM estará compuesto mayoritariamente por participantes del sector industrial, ya que consumen alrededor del 60% de la energía eléctrica que se produce en el país y aportan alrededor del



60% de las ganancias por el consumo de la misma; por lo que dicho sector será el más importante de toda la industria eléctrica.

El nuevo esquema de generación y comercialización de la energía eléctrica seguirá manteniendo un control operativo a cargo del Estado, con el CENACE como un órgano autónomo e independiente que regulará la operación del nuevo mercado eléctrico, con la supervisión de la CRE y la Secretaría de Energía, de esta manera se espera reducir al máximo las prácticas fraudulentas o corruptas entre los participantes.

Dentro de todos estos cambios, la CFE tiene un desafío difícil para seguir siendo la empresa estatal líder en la operación del Sistema Eléctrico Nacional, debido a que los gastos más fuertes para la CFE son los sistemas de transmisión y distribución que seguirán bajo su control, pero ahora enfrentando la posibilidad de recibir menores ingresos por la venta de energía eléctrica bajo los esquemas que establece la nueva Ley de la Industria Eléctrica y sus reglamentos, por lo que debe enfrentar una transformación y modernización radical, para no quedar fuera de la competencia más importante dentro de la venta de energía a grandes consumidores dentro del MEM. La nueva Ley de la Industria Eléctrica separa lo que son los costos netos de la energía que se produce, ya sea por el Estado o por la iniciativa privada, con los costos de transmisión y distribución, con el objetivo de que los sistemas de transmisión y distribución sigan contando con recursos para continuar con su óptima operación; lo cual podría ocasionar un incremento importante en los precios de la energía eléctrica en México. Antes de esta apertura en la compraventa de energía, el Estado a través de la CFE tenían que cubrir la totalidad de los gastos de los sistemas de transmisión y distribución, pero ahora la responsabilidad será asignada a quien desee vender su generación de electricidad y deba transportarla a través de dicho sistema.

Los cambios en las leyes mexicanas abrieron la competencia en la industria eléctrica mexicana a la iniciativa privada, colocando a la CFE como única empresa productiva del Estado en una posición muy complicada, ya que su futuro como una empresa dominante del Estado dependerá de las acciones que tome para competir en el nuevo MEM. Una de las opciones más factibles para la CFE es impulsar el desarrollo de nuevas centrales eléctricas de ciclo combinado, ya que son las que poseen el menor costo nivelado de generación en comparación con otras tecnologías de generación; lo cual se puede apreciar en el desarrollo que ha tenido en México por parte de CFE, pero con mayor crecimiento en manos de los PIE. La CFE debe tomar en cuenta esta opción para poder ofrecer los mejores precios en el nuevo mercado eléctrico.

Dentro de los panoramas a futuro a los cuales se enfrenta la industria eléctrica mexicana, existe la posibilidad de que CFE no participe como vendedora de energía eléctrica, ya que la empresa del Estado es la que mejor se encuentra dentro de la industria eléctrica a lo largo de su historia. CFE es una empresa del Estado que ha tenido un desarrollo muy importante en el país y es uno de los sectores más importantes para el crecimiento económico del país. CFE debe aprovechar todas las instalaciones eléctricas que ya posee, pero además debe desarrollar nuevas



instalaciones de generación para mantenerse competitiva en el país y dentro de esa opción el ciclo combinado resulta ser la mejor opción por costos totales nivelados de generación.

Las instalaciones termoeléctricas que todavía son productivas, para evitar que se pierdan se pueden repotenciar, pero totalmente encaminadas a convertirlas en unidades de ciclo combinado, para aumentar realmente su eficiencia y competitividad y aprovechar lo más posible el calor generado por el gas natural.

En el caso de la generación eléctrica a partir de energías limpias, la CFE posee una ventaja superior a la de la iniciativa privada, ya que es la única que tiene bajo su control las hidroeléctricas del país, que son instalaciones con costos de inversión muy elevados pero con la ventaja de no generar emisiones contaminantes y son consideradas energías limpias. Todas las hidroeléctricas en México fueron construidas con recursos económicos del Estado, por lo tanto se deben aprovechar al máximo y con el cambio en la ley, surge el mercado obligatorio de certificados de energías limpias, en el cual CFE debe involucrar sus tecnologías limpias y ser la empresa dominante en dicha área del nuevo mercado eléctrico.

El principal obstáculo para que la CFE como empresa del Estado pueda mantenerse en la competencia en el nuevo mercado eléctrico es el acceso a los recursos económicos necesarios para poder cumplir con ese fin. La Secretaría de Hacienda y Crédito Público es la institución estatal que mantiene el control de los recursos del erario público para la inversión en nuevas tecnologías que requerirá la CFE, y sin la aprobación de dicha institución financiera del Estado, la CFE no podrá llevar a cabo dichas proyectos de construcción de nuevas instalaciones de generación de ciclo combinado necesarias para competir en el MEM.

El control del CENACE dentro de la operación del MEM es fundamental para garantizar la libre competencia en dicho mercado, como también evitar prácticas ilegales que eviten la libre competencia. Los precios de la energía eléctrica en México para impulsar el desarrollo del país deben ser competitivos ya que toda industria requiere de la energía eléctrica como principal insumo para su producción y desarrollo y es por ello que el CENACE toma una importancia fundamental en la operación de este nuevo mercado de compraventa de energía eléctrica.

El futuro competitivo de la única empresa que genera energía eléctrica propiedad del Estado, dependerá más que nada del papel que ocupe dentro del MEM, a través de la construcción de nuevas centrales eléctricas, que posean una generación de energía eléctrica a precios competitivos y la tecnología que actualmente cuenta con esa característica fundamental en un nuevo mercado eléctrico que se basa más que nada en una competencia de precios inmediatos a ofrecer es el ciclo combinado. El no seguir este camino, coloca a la CFE en la posición de solamente cubrir la demanda de servicios básicos, hasta que surjan nuevos competidores dentro de estos servicios, ya que la pérdida en la competitividad de la empresa del Estado será progresiva, ya que la nueva Ley de la Industria Eléctrica contempla la participación privada en todo tipo de comercialización de energía eléctrica incluida en el área de los servicios básicos a



través de suministradores de dichos servicios (por el momento el único suministrador de servicios básicos es la CFE).

Cuando se compite en un nuevo mercado eléctrico basado en costos inmediatos de energía eléctrica, en el cual la CFE pasa a ser un competidor más, las posibilidades de competir para el sector privado y la empresa productiva del estado se vuelven prácticamente las mismas, salvo que la CFE depende del presupuesto que le designe la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, y con ello poder invertir en la construcción de nuevas centrales eléctricas para competir en este nuevo mercado; por lo tanto el futuro de la CFE en la participación en el MEM dependerá en gran parte a los presupuestos que autorice dicha secretaria.

El cambio en las leyes por las reformas energéticas en México, han colocado a la Industria Eléctrica Nacional en una posición de constante competencia a la que CFE debe prepararse y adaptarse, para evitar su salida en la generación de energía eléctrica, provocando la ausencia de un competidor por parte del Estado que mantenga los precios competitivos de un insumo fundamental para el desarrollo económico e industrial del país.

La CFE debe mantenerse como un gran participante dentro del Nuevo Mercado Eléctrico Mayorista, de esta manera los costos de la energía eléctrica como principal insumo para el desarrollo nacional seguirá siendo competitivo y el incremento de sus precios será lo más justo posible. La CFE posee una gran infraestructura producto de recursos públicos a lo largo de su historia, por lo tanto es responsabilidad del Estado evitar que todo lo que se ha forjado dentro de la industria eléctrica en el país no se pierda y siga impulsando el desarrollo del país.



9. BIBLIOGRAFÍA Y FUENTES DE CONSULTA

- i "Redes Eléctricas" Tomo I. Dr. Jacinto Viqueira Landa
- ii "Maquinas Eléctricas" Stephen J. Chapman.
- iii Información aportada por la CFE y la SENER
- iv Datos obtenidos por la CFE y la SENER. <http://www.cfe.gob.mx/paginas/home.aspx>
- v Información aportada por CFE y la SENER.
- vi Información aportada por la CFE y la SENER.
- vii "Redes Eléctricas" Tomo I. Dr. Jacinto Viqueira Landa
- viii "Redes Eléctricas" Tomo I Dr. Jacinto Viqueira Landa
- ix Pronostico de la Agencia Internacional de Energía
- x Información aportada por la Agencia Internacional de Energía (IEA International Energy Agency)
- xi Información obtenida del Departamento de Energía de Estados Unidos (US Department of Energy)
- xii Información obtenida de Energy Information Administration, Electric Power Annual 1995
- xiii <http://www.centralenergia.cl/actores/generacion-chile/>
- xiv <http://www.centralenergia.cl/regulacion/>
- xv Información obtenida de Comisión Reguladora de Energía, "Permisos Administrativos Vigentes al 28 de Febrero de 2010"
- xvi Información obtenida de la publicación de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, de sus artículos: 1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, 30, 36, 37, 38, 39, 40, 41 y 42.
- xvii Información obtenida de la publicación de la Ley de la Industria Eléctrica, de sus artículos: 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 42, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 65, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 90, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 115, 121, 122, 124, 125, 126, 128, 129, 130, 135, 136, 137, 138, 146, 149, 150 y 160; Transitorios: 2, 3 y 4.
- xviii Información obtenida de la publicación del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, de sus artículos: 2, 3, 6, 7, 8, 47, 48, 68, 72, 73, 74, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 84, 85, 87, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 101, 102, 103, 104, 105, 108, 109, 111, 112, 113, 116, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 131, 132, 133, 134, 135, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 142, 143, 144, 145, 146, 147, 148, 149, 150, 151, 152, 153, 161.
- xix Información obtenida de la publicación del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, de sus artículos: 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10,
- xx Información obtenida de El Informe Anual a Diciembre de 2014.
- xxi Información obtenida del Reporte de Resultados de la Secretaría de Energía del 2013.
- xxii Información obtenida de la publicación de Las Reglas del Mercado Eléctrico, Secretario de Energía Pedro Joaquín Coldwell, publicado por el Diario Oficial de la Federación.
- xxiii Información obtenida de: El Informe Anual a Diciembre de 2014.
- xxiv Información Obtenida de: Comisión Federal de Electricidad COPAR 2012 Generación.
- xxv Información obtenida de: El Informe Anual a Diciembre de 2014, Secretaría de Energía, Sector Eléctrico Nacional.
- xxvi Información Obtenida de: Comisión Federal de Electricidad COPAR 2012 Generación.
- xxvii Información Obtenida de: Comisión Federal de Electricidad COPAR 2012 Generación.
- xxviii Información Obtenida de: Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias.
- xxix Comisión Reguladora de Energía, Reporte Mensual de Estadísticas del Sector Eléctrico, Enero 2014, Dirección General de Tarifas.
- xxx CENACE, Primera Subasta de Largo Plazo.
- xxxi Operación y Mantenimiento de Centrales de Ciclo Combinado. Santiago García Garrido, Pablo Ratia Gómez y Jorge Perea Samper. Ediciones Días Santos 2008.
- xxxii Información Obtenida de la Agencia Internacional de Energía.
- xxxiii Instituto de Investigaciones Eléctricas, Boletín enero-marzo 2014 IIE.
- xxxiv <http://suterm.org.mx/es/noticia/2015/15/Comunicado>



- ^{xxxxv} Información obtenida del Informe del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015-2029.
- ^{xxxvii} <http://www.elfinanciero.com.mx/empresas/iberdrola-se-adjudica-el-proyecto-central-de-ciclo-combinado-de-noreste.html>
- ^{xxxviii} <http://www.cfe.gob.mx/Licitaciones/Licitaciones/Documents/Fichaescobedo.pdf>
- ^{xxxviii} <http://www.jornada.unam.mx/ultimas/2016/02/28/alista-cfe-puesta-en-operacion-de-central-de-ciclo-combinado-en-sonora-4346.html>
- ^{xxxix} <http://www.comunicarseweb.com.ar/noticia/record-guinness-reconocio-la-planta-energetica-mas-eficiente>
- ^{xl} <http://www.energiaahoy.com/site/ge-se-lleva-record-guinness-por-instalar-en-francia-la-central-electrica-mas-eficiente-del-mundo/>
- ^{xli} Información obtenida del Informe del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015-2029.